



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Jamile Pinheiro Nascimento

**Um Sistema de Proteção de Sobrecorrente Adaptativa Aplicado a
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

Campina Grande – PB

Junho – 2020

Jamile Pinheiro Nascimento

**Um Sistema de Proteção de Sobrecorrente Adaptativa Aplicado a
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

Tese de Doutorado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências para a obtenção do grau de Doutor em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Energia

Nubia Silva Dantas Brito, Dra.

Orientadora

Benemar Alencar de Souza, Dr.

Orientador

Campina Grande – PB

Junho – 2020

N244s

Nascimento, Jamile Pinheiro.

Um sistema de proteção de sobrecorrente adaptativa aplicado a sistemas de distribuição de energia elétrica / Jamile Pinheiro Nascimento. - Campina Grande, 2020.

93 f. : il. Color.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2020.

"Orientação: Profa. Dra. Núbia Silva Dantas Brito, Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza.

Referências.

1. Algoritmo Microgenético. 2. Geração Distribuída. 3. Relé de Sobrecorrente Direcional. 4. Sistema de Proteção Adaptativa. I. Brito, Núbia Silva Dantas. II. Souza, Benemar Alencar de. III. Título.

CDU 621.316(043)

Agradecimentos

Agradecer certamente não é uma tarefa fácil, visto que palavras não são suficientes para descrever o sentimento que eu tenho em relação a todos que participaram comigo desta batalha.

Não tem como não agradecer a Deus, porque Dele procede todas as coisas: a inteligência, a direção, o equilíbrio emocional, a força para vencer os desafios diários, a proteção e a inspiração para fazer a Tese. A Ele toda honra e toda glória!

Agradeço aos meus pais Jacinto e Genilda e ao meu irmão Gustavo, por todo esforço para que eu chegasse aqui, sem eles nada disso seria possível.

Agradeço aos meus orientadores o professor Benemar e a professora Núbia por todas ajuda e paciência ao longo dessa jornada. Foram nove anos de convivência e só tenho admiração por cada um deles, cada um de um modo diferente me ajudou, se cheguei aqui foi por me apoiar nos ombros desses gigantes.

Agradeço aos componentes da minha banca, o professor José Carlos, a professora Ruth, o professor Damásio e o professor Washington por todas as considerações, por toda gentileza e conselhos na hora da defesa, os quais serviram para o meu engrandecimento pessoal e do trabalho.

Agradeço aos colegas do laboratório que estiveram comigo nesses anos de pós-graduação: Selma, Francisco, Nelson Oliveira, Rodrigo Coelho, Rodrigo Dantas, Melyna, Bruna, Geraldo, Glêston, Huilman, Pollyanne, Rivanildo, Ana Vitória, Wellinsílvio, Adan, Alan, Renata Garcia, Hotoniones, Ramayana, Rafaella, Marcus, Caio, Vinícius e Matheus. Cada um deles me ajudou direta e indiretamente, tanto tecnicamente como em apoio moral.

Agradeço aos meus amigos do projeto da Chesf: Raphael, Cecilia e Felipe. Não tenho palavras para agradecer os anos de convivência e todos os ensinamentos na área de proteção, vocês são incríveis!

Agradeço às minhas amigas do doutorado. A Jeane por ser minha companhia diária no laboratório, que nunca mediu esforços para me ajudar e por auxiliar na minha pesquisa nos momentos em que mais precisei. A Stefânia minha companheira de lutas no doutorado, passamos pelos mesmos momentos juntas e finalizamos na mesma época, agradeço por toda ajuda e companheirismo. A Érica pelo apoio incondicional em todos os momentos difíceis, que me socorreu quando as coisas ficaram impossíveis e pela companhia diária na UFCG. A Daphne por ser minha amiga desde a graduação, a quem eu admiro tanto, que me inspirei para ser pesquisadora, por me ajudar sempre. A Renata por ser esse porto

seguro todas as vezes que precisamos de sua ajuda e palavras confortadoras. A Yonatha que também é minha amiga desde o início do curso, que sempre admirei e me serviu de referência como pessoa e como pesquisadora. A Alana, minha amiga de muitos anos, que é exemplo de força e garra, em quem me inspirava sempre para terminar o doutorado, também por toda ajuda. Sei que foi Deus quem colocou vocês em minha vida, os anos difíceis do doutorado foram suavizados pela presença de vocês, amigas que amo e admiro, muito obrigada!

Agradeço a Marcos pela amizade, companhia diária na UFCG e pelo suporte no final do doutorado.

As minhas amigas preciosas da Missão Federal: Margareth, Mairly, Jeovana, Fabiana, Helyângela e Raynara. Por todo suporte emocional, por todo apoio incondicional, amor e orações nesses anos. Sem vocês eu não teria conseguido.

Aos amigos da Missão Federal: Neto, Tarciso, Luiz Augusto, Genilson, Jordan, Bruno, Paula, Josenilda, Jorge, Júlio César, Otniel, Laisa, Elyziane, Juninho, Mathos, Rebeca, Túlio, Vítor, Carolyne, Esllayne, Fernanda, Heitor, Suelany, Ana Rita, Lucas. Por contribuírem no meu crescimento, pela amizade e apoio ao longo dos anos.

Agradeço a minha família: Ana, Cindy, Magna, Cybele, Cinthia, Juliana, Weslândio, Gildanete, Francisco e Verônica. Pelo apoio, orações e força para eu vencer essa jornada.

A minha tia Genilva por estar comigo nos seus últimos anos aqui na terra.

Agradeço a seu Hélio e Adriana pelo acolhimento diário e pelas orações.

Agradeço aos meus amigos Edson, Cabral e Raphael por todo apoio ao longo dos anos e por estarem comigo no dia da defesa. Muito obrigada!

Agradeço aos amigos da UFCG: Ruan, Ivan, Bruno, Amanda e Filipe Bahia.

Agradeço a Solomon, que apareceu nos momentos finais do doutorado, mas que fez tanta diferença em minha vida. Obrigada pelo apoio, pelo companheirismo, pelas orações.

Agradeço ao pessoal da COPELE. A Angela por ser a engrenagem que move essa coordenação, que sempre esteve de prontidão para me ajudar e socorrer nos momentos difíceis, não tenho palavras para agradecer, só admiração pela pessoa incrível que você é. Agradeço a Pedro por estar sempre disposto a ajudar e por me socorrer em tantos momentos que precisei, não tenho como recompensar por tudo o que você fez por mim. A Leandro que também foi sempre solícito e auxiliou sempre que precisei.

Agradeço a dona Luciene, a Simone, seu Patrício e seu Antônio por fazer minha estadia na UFCG melhor.

Agradeço ao CNPq e CAPES pelo suporte financeiro.

Agradeço a todos que direta e indiretamente contribuíram para realização da Tese.

*‘Eu serei o mesmo até quando
os vossos cabelos brancos chegarem e ainda
na idade avançada Eu vos sustentarei;
Eu vos criei e vos conduzirei;
sim, Eu vos levarei e vos livrarei.
(Isaías 46.4)*

Resumo

Um novo sistema de proteção de sobrecorrente direcional adaptativa para redes de distribuição de energia elétrica, considerando a presença da geração distribuída é proposto. O sistema modular foi desenvolvido em duas etapas de operação: monitoramento do sistema e cálculo dos novos ajustes de proteção. O sistema supervisiona o estado da rede elétrica por meio do monitoramento e processamento dos canais analógicos e digitais do relés, obtendo como resultado a variação dos estados dos disjuntores e a potência ativa dos geradores distribuídos, os quais são utilizados como indicativos de mudança de cenário de operação. Como contribuição, o monitoramento destes parâmetros indicam mudanças de estado proveniente de faltas e de potência na geração distribuída. Em caso de identificação de alteração de cenário, o sistema proposto recalcula os ajustes ótimos da proteção de sobrecorrente empregando um algoritmo microgenético. O uso desse algoritmo é proposto tendo em vista que se aplica bem ao problema de proteção, pois o tempo de processamento é uma questão crucial. Para fins de validação, o sistema proposto foi desenvolvido em ambiente MATLAB[®] e avaliado sob a perspectiva de vários cenários operacionais e níveis de penetração de geração distribuída. Para isso utilizou-se o alimentador IEEE 34 nós. Em seguida, comparou-se o desempenho do sistema proposto com um sistema de proteção adaptativa baseado em algoritmo genético e o sistema de proteção convencional. Conforme com os resultados apresentados, pôde-se concluir a eficiência do sistema proposto tanto em termos de velocidade de processamento quanto em seletividade.

Palavras-chave: Algoritmo microgenético, Geração distribuída, Relé de sobrecorrente direcional, Sistema de proteção adaptativa .

Abstract

A novel adaptive directional overcurrent protection system for electricity distribution networks, considering the presence of distributed generation is proposed. The modular system was developed in two stages of operation: system monitoring and calculation of new protection settings. The system supervises the state of the electrical network through the monitoring and processing of the analog and digital channels of the relays, obtaining as a result the variation of the states of the circuit breakers and the active power of the distributed generators, which are used as indicative of changing the scenario of operation. As a contribution, the monitoring of these parameters indicates changes in state from faults and power in distributed generation. In case of identification of change of scenario, the proposed system recalculates the optimum settings of the overcurrent protection using a microgenetic algorithm. The use of this algorithm is proposed in view of the fact that it applies well to the protection problem since processing time is a crucial issue. For validation purposes, the proposed system was developed in a MATLAB[®] environment and evaluated under the perspective of several operational scenarios and penetration levels of distributed generation. For this, the IEEE 34 node feeder was used. Then, the performance of the proposed system was compared with an adaptive protection system based on genetic algorithm and the conventional protection system. In accordance with the results presented, it was possible to conclude the efficiency of the proposed system in terms of both processing speed and selectivity.

Keywords: Adaptive protection system, Distributed generation, Directional overcurrent relay, Microgenetic algorithm.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Diagrama de um sistema de proteção típico.	23
Figura 2 – Arquitetura de um relé digital típico.	25
Figura 3 – Componentes do sistema de proteção da rede de distribuição tradicional.	27
Figura 4 – Contribuição da Corrente de curto-circuito.	31
Figura 5 – Falso trip.	32
Figura 6 – Descoordenação entre proteção principal e de retaguarda.	32
Figura 7 – Interação relé - bloco adaptativo.	34
Figura 8 – Arquitetura de um sistema de proteção adaptativa.	35
Figura 9 – Circuito equivalente de Thévenin.	37
Figura 10 – Circuito equivalente de Thévenin.	39
Figura 11 – AG <i>versus</i> ApG.	41
Figura 12 – Arquitetura do sistema de proteção adaptativa.	51
Figura 13 – Fluxograma do SPA μ g.	51
Figura 14 – Exemplo de verificação dos estados dos disjuntores.	53
Figura 15 – Fluxograma do monitoramento dos sinais analógicos.	54
Figura 16 – Fluxograma do cálculo de curto circuito.	56
Figura 17 – Coordenação de relés de sobrecorrente via ApG.	59
Figura 18 – Codificação do cromossomo.	61
Figura 19 – Metodologia desenvolvida.	63
Figura 20 – Sistema IEEE 34 nós (modificado).	64
Figura 21 – Modelagem do relé digital.	66
Figura 22 – Sistema de quatro barras.	70
Figura 23 – Sistema de cinco barras.	71
Figura 24 – (a) Sinais de corrente de R_{842} (SPC); (b) Sinais de corrente de R_{842} (SPAag); (c) Sinais de corrente de R_{842} (SPA μ g).	74
Figura 25 – (a) <i>Trip</i> dos relés (SPC); (b) <i>Trip</i> dos relés (SPAag); (c) <i>Trip</i> dos relés (SPA μ g).	75
Figura 26 – (a) Sinais de detecção da variação do estado do disjuntor do SPA μ g; (b) Sinais de variação da potência ativa do SPA μ g; (c) Detecção de variação de topologia.	76
Figura 27 – (a) Sinais de corrente de R_{800} (SPC); (b) Sinais de corrente de R_{800} (SPAag); (c) Sinais de corrente de R_{800} (SPA μ g).	77
Figura 28 – (a) <i>Trip</i> dos relés (SPC); (b) <i>Trip</i> dos relés (SPAag); (c) <i>Trip</i> dos relés (SPA μ g).	78

Figura 29 – (a) sinais de detecção da variação do estado do disjuntor do SPA μ g; (b) Sinais de variação da potência ativa do SPA μ g; (c) Detecção de variação de topologia.	79
Figura 30 – (a) Sinais de corrente de R_{800} (SPC); (b) Sinais de corrente de R_{800} (SPAag); (c) Sinais de corrente de R_{800} (SPA μ g).	80
Figura 31 – (a) <i>Trip</i> dos relés (SPC); (b) <i>Trip</i> dos relés (SPAag); (c) <i>Trip</i> dos relés (SPA μ g).	81
Figura 32 – (a) sinais de detecção da variação do estado do disjuntor do SPA μ g; (b) Sinais de variação da potência ativa do SPA μ g; (c) Detecção de variação de topologia.	82
Figura 33 – (a) Sinais de Potência na GD Fotovoltaica (SPC); (b) Sinais de corrente de R_{842} ; (c) Sinais de corrente de R_{834} (SPA μ g).	83
Figura 34 – (a) sinais de detecção da variação do estado do disjuntor do SPA μ g; (b) Sinais de variação da potência ativa do SPA μ g; (c) Detecção de variação de topologia.	84
Figura 35 – <i>Trip</i> dos relés.	84
Figura 36 – Estatística do tempo de operação por cenário.	85
Figura 37 – Estatística do tempo de operação dos sistemas de proteção.	86

Lista de tabelas

Tabela 1 – Termos e seus significados no contexto dos algoritmos genéticos	40
Tabela 2 – Síntese da Revisão Bibliográfica	49
Tabela 3 – Relação dos TC.	64
Tabela 4 – Parâmetros dos geradores distribuídos.	65
Tabela 5 – Base de Dados.	67
Tabela 6 – Valores ótimos para os cenários simulados.	68
Tabela 7 – Dados do problema.	70
Tabela 8 – Busca exaustiva <i>versus</i> ApG	71
Tabela 9 – Dados do problema	71
Tabela 10 – AG versus ApG	72

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AG	- Algoritmo Genético
AμG	- Algoritmo Microgenético
A/D	- Analógico Digital
AB	- Fases A e B
ABC	- Fases A, B e C
ABCT	- Fases A, B e C - Terra
ABT	- Fases A e B - Terra
AT	- Fase A - Terra
BC	- Fases B e C
BCT	- Fases B e C - Terra
BT	- Fase B - Terra
CA	- Fases C e A
CAT	- Fases C e A - Terra
CT	- Fase C - Terra
CCO	- Centro de Controle da Operação
CCS	- Centro de Controle da Subestação
CTI	- <i>Coordination Time Interval</i>
EI	- Extremamente Inversa
FO	- Função Objetivo
GD	- Geração Distribuída
GSE	- Grupo de Sistemas Elétricos
IEEE	- <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IED	- <i>Intelligent Electronic Device</i>
MI	- Muito Inversa
NI	- Normalmente Inversa
PSO	- <i>Particle Swarm Optimization</i>
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
P/R	- Pares dos Relés principal e Retaguarda
PL	- Programação Linear
PQ	- Programação Quadrática
PA	- Proteção Adaptativa
QEE	- Qualidade da Energia Elétrica
RMS	- <i>Root Mean Square</i>

RTDS	- <i>Real Time Digital Simulator</i>
SCADA	- <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDEE	- Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SPA	- Sistema de Proteção Adaptativa
SPAag	- Sistema de Proteção Adaptativa baseado em Algoritmo Genético
SPAμg	- Sistema de Proteção Adaptativa baseado em Algoritmo Microgenético
SPC	- Sistema de Proteção Convencional
SEP	- Sistema Elétrico de Potência
TC	- Transformador de Corrente
TDS	- <i>Time Dial Setting</i>
TP	- Transformador de Potencial
UFCG	- Universidade Federal de Campina Grande

Lista de Símbolos

α	- Fator de crescimento de carga
ΔP	- Taxa de variação da potência
CR	- parâmetro que definem os tipos de curvas de tempo inverso, refere-se ao par k_1 e k_2
$D(\mathbf{k})$	- Valor do estado dos disjuntor no instante atual
$D(\mathbf{k} - 1)$	- Valor do estado do disjuntor no instante anterior
E_{abc}	- Vetor de tensões equivalente Thevènin do sistema
$E_D(k)$	- Variação do estado de todos os disjuntores do sistema de potência
f	- Frequência
F_{detect}	- <i>Flag</i> de detecção de falta
G_{max}	- Número máximo de gerações
H	- Constante de inércia da máquina síncrona
i_a	- Corrente da amostra a do sinal para um conjunto de amostras S
I_a	- Corrente na fase a
I_b	- Corrente na fase b
I_c	- Corrente na fase c
$I_{\text{carga,max}}$	- Corrente de carga máxima
I_f	- Corrente de falta
$I_{f_{abc}}$	- Vetor de corrente de falta de falta para o sistema equivalente Thevènin
$I_{f,max}$	- Corrente máxima de falta
$I_{f,min}$	- Corrente mínima de falta
$I_{N,P}$	- Corrente nominal primária do transformador de corrente
I_{pickup}	- Corrente de <i>pickup</i>
$I_{\text{pickup,max}}$	- Valor máximo da corrente de <i>pick-up</i>
$I_{\text{pickup,min}}$	- Valores mínimo da corrente de <i>pick-up</i>
i_{RMS}	- Corrente do RMS para um dado trecho do sistema elétrico
k_1	- Constante que define a curva de operação do relé
k_2	- Constante que define a curva de operação do relé
l	- Local de falta
N	- Número total de relés
OF_{max}	- Valor máximo da função objetivo
OF_{min}	- Valor mínimo da função objetivo
P	- Potência instantânea
P_0	- Potência de referência do gerador distribuído

RTC	- Relação do transformador de corrente
S	- Potência nominal do gerador distribuído
T_d'	- Constante de tempo subtransitória de curto circuito no eixo direto
$TDS_{i,\min}$	- Valor mínimo do parâmetro TDS
$TDS_{i,\max}$	- Valor máximo do parâmetro TDS
$t_{\text{execução}}$	- Tempo de execução dos algoritmos de otimização
$t_{\text{fusível}}$	- Tempo de atuação do elo fusível
$t_{i,l}$	- Tempo de operação do relé i
$t_{i+1,l}$	- Tempo de operação do relé $i+1$
$t_{i,\min}$	- Valor mínimo do tempo de operação do relé i
$t_{i,\max}$	- Valor máximo do tempo de operação do relé i
$t_{p,l}$	- Tempo de operação do relé principal
$t_{r,l}$	- Tempos de operação dos relé de retaguarda
$t_{\text{relé}}$	- Tempo de atuação do relé
T_{q0}''	- Constante de tempo subtransitória de circuito aberto no eixo em quadratura
V_{abcx}	- Vetor de tensões nas chaves
V_a	- Tensão na fase a
V_b	- Tensão na fase b
V_c	- Tensão na fase c
$V_{i,g}^{abc}$	- Vetor de tensão interna do gerador
$V_{i,t}^{abc}$	- Vetor tensão terminal do gerador
V_n	- Tensão nominal do gerador distribuído
V_{xg}	- Vetor de tensões nas chaves
Υ	- Matriz admitância equivalente do sistema
X_d	- Reatância síncrona de eixo direto
X_d'	- Reatância transitória do eixo direto
X_d''	- Reatância subtransitória do eixo direto
X_q	- Reatância síncrona do eixo de quadratura
X_q''	- Reatância subtransitória do eixo de quadratura
X_l	- Reatância de dispersão
ZF	- Matriz impedância de falta
$Z_{i,g}^{abc}$	- Matriz de impedância subtransiente do gerador
$ZTOT$	- Matriz impedância equivalente total do sistema

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Justificativa e Relevância da Tese	17
1.2	Objetivos	19
1.3	Evolução da Pesquisa e Contribuições	19
1.4	Produção Bibliográfica	20
1.5	Organização do Texto	21
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	Fundamentos do Sistema de Proteção	22
2.2	O Relé Digital	24
2.3	Proteção dos Sistemas de Distribuição	26
2.4	Coordenação da Proteção	28
2.5	Impactos da Geração Distribuída no Sistema de Proteção	30
2.6	Proteção Adaptativa	33
2.7	Cálculo da Corrente de Curto-Circuito em SDEE	36
2.8	Algoritmo Microgenético	39
2.9	Síntese do Capítulo	41
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	43
3.1	Proteção Adaptativa	43
3.1.1	Formulação tradicional	43
3.1.2	Formulações alternativas	46
3.1.3	Síntese Bibliográfica	47
4	SISTEMA PROPOSTO	50
4.1	Arquitetura do Sistema	50
4.2	Processo de Monitoramento	51
4.2.1	Monitoramento dos Sinais Digitais	52
4.2.2	Monitoramento dos Sinais Analógicos	53
4.3	Cálculo dos Novos Ajustes	54
4.3.1	Cálculo da Corrente de <i>Pick-up</i>	55
4.3.2	Cálculo dos Pares Principal e Retaguarda	55
4.3.3	Cálculo da Corrente de Curto-Circuito	55
4.4	Envio dos Novos Ajustes	57
4.5	Execução do μG	57
4.5.1	Formulação do Problema	57

4.6	Síntese do Capítulo	61
	5 MATERIAIS E MÉTODOS	63
5.1	Metodologia	63
5.2	Sistema-Teste	63
5.3	Modelagem do relé digital	65
5.4	Base de Dados	67
5.5	Cálculo dos Valores Ótimos	67
5.6	Síntese do Capítulo	68
	6 ANÁLISE DOS RESULTADOS	69
6.1	Validação do AμG	69
6.1.1	A μ G <i>versus</i> Método da Busca Exaustiva	70
6.1.2	A μ G <i>versus</i> AG	70
6.2	Estudos de Caso	72
6.2.1	Cenário 1 (GD1 e GD2 conectados)	73
6.2.2	Cenário 2 (apenas GD2 conectado)	76
6.2.3	Cenário 3 (GD1 e GD2 desconectados)	79
6.2.4	Cenário 4 (GD2 Fotovoltaica)	82
6.3	Análise Estatística	85
6.4	Síntese do Capítulo	87
	7 CONCLUSÕES	88
	REFERÊNCIAS	90

Introdução

O suprimento de eletricidade representa atualmente uma das causas de maior preocupação da humanidade, haja vista sua crescente dependência em relação a esse insumo. No contexto da Engenharia Elétrica, isso se traduz em crescimento continuado da demanda e aumento das exigências do consumidor por um produto de qualidade cada vez maior. Para garantir a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) fornecida pelas concessionárias, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) concebeu o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que estabelece os procedimentos e parâmetros relativos à QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço.

Neste sentido, um dos parâmetros mais importantes é a continuidade do serviço, que pode ser afetada por diversos tipos de distúrbios, podendo provocar danos aos equipamentos e acidentes. Para assegurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos usuários, bem como salvaguardar as pessoas e as instalações o Sistema Elétrico de Potência (SEP) dispõe do sistema de proteção, o qual deve atuar de forma rápida e precisa, se seus componentes estiverem bem dimensionados e ajustados. No caso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) tradicionais, o sistema de proteção é constituído por relés de sobrecorrente, fusíveis, religadores e chaves seccionadoras. Todos esses dispositivos são instalados em série no sistema e configurados de modo a atuarem de forma coordenada.

Com o avanço da tecnologia, a arquitetura tradicional dos SDEE vêm sofrendo mudanças drásticas em sua topologia, dentre as quais destacam-se aqui: a) as redes inteligentes, ou *smart grids*; b) a inclusão de geração no SDEE, intitulada de Geração Distribuída (GD). Como consequência, os sistemas de proteção tradicionais não mais se adequam a essa nova realidade, o que tem requerido da comunidade científica a investigação de novos métodos, técnicas e conceitos.

1.1 Justificativa e Relevância da Tese

Apesar das suas muitas vantagens, a coordenação entre dispositivos de sobrecorrente não é uma tarefa fácil e torna-se mais complexa devido à natureza dinâmica dos SDEE, visto que mudanças na configuração do sistema podem alterar os níveis de corrente e conseqüentemente, os valores da corrente de *pick-up*, causando operações incorretas, inclusive perda na coordenação dos relés. Esse problema tem se agravado cada vez mais com o crescimento da GD, que vem sendo incentivada devido aos benefícios que podem proporcionar, tais como: diversificação da matriz energética, redução das perdas, matriz energética mais sustentável e melhor aproveitamento dos recursos.

Infelizmente, a inserção de unidades geradoras no SDEE tradicional pode provocar vários problemas, dentre os quais destacam-se aqui as alterações nos esquemas clássicos de proteção, resultantes: i) da conexão/desconexão dos geradores distribuídos, o que causa alterações no cenário de operação do sistema; ii) da bidirecionalidade da corrente proveniente da GD em caso de distúrbios iii) de problemas na operação do sistema de proteção tais como: perda de coordenação, atuação falsa (*false trip*), proteção cega (*blinding protection*), este último termo se refere a quando o sistema de proteção não consegue detectar a falta.

Ademais, a recomendação usual, é que haja desconexão dessas fontes logo no início do distúrbio (BRAHMA; GIRGIS, 2004). Porém, com o incentivo da GD, principalmente pelas normas NBR 482/2012 e NBR 687/2015, a expectativa é que em um futuro próximo, a realização dessa ação possa ter um efeito reverso, podendo provocar até mesmo, impactos na estabilidade do sistema. Logo, faz-se necessário a integração de estratégias que protejam o sistema, sem entretanto, desconexão intempestiva das fontes de GD.

Por causa da bidirecionalidade da corrente, uma ação inicial exigiria o uso de relés direcionais para distinguir se a falta ocorreu dentro ou fora da zona a ser protegida ou técnicas de otimização em relés não direcionais para controlar o tempo de operação e evitar o falso *trip* (MALEKI; CHABANLOO; JAVADI, 2018). No entanto, nos casos de conexão e desconexão dos geradores distribuídos, seriam necessários ajustes de proteção que se adéquem às novas condições do sistema (KAUHANIEMI; KUMPULAINEN, 2004; COFFELE, 2012). Portanto, pesquisas na área de proteção dos SEP vêm sendo realizadas na tentativa de se adequar a essas novas necessidades, dentre as quais destaca-se atualmente, a denominada proteção adaptativa, que pode ser entendida como uma estratégia de proteção que visa ajustar automaticamente as funções de proteção às condições operacionais predominantes do sistema (THORP et al., 1988). Na prática, essa estratégia pode ser realizada de várias maneiras, por exemplo:

- (i) Proteção baseada em esquemas de comunicação (JAVADIAN et al., 2013; SORTOMME; VENKATA; MITRA, 2009): permite alto desempenho em termos de

velocidade de operação; no entanto, exige investimentos maciços em tecnologia de comunicação.

- (ii) Seleção automática de grupos de ajustes (IBRAHIM et al., 2016; PIESCIOROVSKY; SCHULZ, 2017; CHABANLOO; SAFARI; ROSHANAGH, 2018): apresenta bom desempenho em situações para as quais as configurações foram programadas, no entanto, devido ao número limitado de grupos de configurações que podem ser armazenados em relés digitais, apenas alguns cenários operacionais podem ser contemplados.
- (iii) Monitoramento e cálculo *online* das configurações do relé (ATES et al., 2016b; MA et al., 2012; ATES et al., 2016a): compreende um dos métodos mais difundidos, pois não há limitações de cenário, mas não garante as melhores configurações possíveis, pois geralmente não utiliza métodos de otimização.
- (iv) Métodos de otimização para executar a coordenação *online* (ALAM, 2019; CORRÊA et al., 2015; SHIH et al., 2017): isso deriva de (iii), com a garantia adicional de configurações ideais para todos os cenários possíveis, no entanto, exige alto processamento porque utiliza métodos de otimização, o que geralmente demanda alto esforço computacional.

Além dessas, várias outras técnicas foram propostas para solucionar esse problema, como uso de limitadores de corrente de falta, coordenação ótima de relés etc.

O estado da arte de (iv) revelou que até o momento: a) o uso de métodos de otimização para executar a coordenação de relés direcionais de sobrecorrente no SDEE na presença da GD é uma linha de pesquisa relativamente incipiente; b) os trabalhos envolvendo métodos de otimização apresentam as soluções mais eficientes, porém requerem alto esforço computacional. No entanto, processadores de alto desempenho vêm sendo produzidos e, portanto, essa desvantagem será sem dúvida superada com o tempo.

Diante da importância desse tema, o Grupo de Sistemas Elétricos (GSE) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) vem investindo no desenvolvimento de várias pesquisas, dentre as quais destacam-se aqui: Souza (2016) que utilizou a corrente de carga como item principal para a determinação dos ajustes das unidades instantâneas de sobrecorrente em redes de distribuição de média tensão com e sem a presença da GD; Sanca, Souza e Costa (2016) que aplicaram algoritmos de estimação de frequência em um esquema de proteção adaptativa que foi proposto para determinar o ajuste do relé de sobrecorrente instantâneo; Souza et al. (2016) que propuseram algoritmos genéticos para realizar a coordenação *online* dos relés de sobrecorrente em um SDEE.

1.2 Objetivos

Nesta Tese, o objetivo geral é apresentar o desenvolvimento de um novo sistema de proteção adaptativa para SDEE com a presença da geração distribuída. Como objetivos específicos, tem-se:

- Desenvolver uma técnica de otimização que seja de rápida convergência e pouco esforço computacional;
- Desenvolver um sistema de proteção de sobrecorrente adaptativa que se baseie em variáveis disponíveis nos relés digitais comerciais (corrente, tensão e estado do disjuntor) e a partir do processamento dos dados envie ajustes ótimos para os relés;

1.3 Evolução da Pesquisa e Contribuições

A Tese aqui apresentada teve como base a Dissertação de Mestrado desta Proponente, na qual se elaborou um algoritmo de proteção de sobrecorrente adaptativa para proteção de SDEE com inserção da GD. O algoritmo elaborado considerava que o estado de cada gerador distribuído no sistema estava associado ao estado do disjuntor que o protegia e a partir dessa condição, atualizava os novos valores de ajuste nos relés de sobrecorrente, por meio de mudança no grupo de ajuste. O algoritmo apresentou resultados eficazes, sendo de programação simples e de processamento rápido, porém o uso de grupo de ajustes limita a quantidade de cenários que podem ser contemplados pela proteção. Essa limitação motivou a continuação da pesquisa, aproveitando as vantagens do algoritmo já desenvolvido e focando no cálculo dos ajustes *online*.

Haja vista os requisitos de rapidez no cálculo dos ajustes, escolheu-se o algoritmo microgenético como ferramenta computacional para realizar a coordenação ótima. Por ser uma variante do algoritmo genético, apresenta convergência semelhante, porém com ganho significativo em tempo de processamento.

No que se refere ao monitoramento do sistema, os estados dos disjuntores se apresentam como uma solução eficiente para verificação da mudança de cenário dos SDEE (SOUZA, 2016; COFFELE; BOOTH; DYŠKO, 2014; NASCIMENTO; BRITO; SOUZA, 2018). Porém, para sistemas com GD baseados em inversores, esta pode não ser a única solução, visto que a contribuição de corrente de falta destes é diferente da GD baseada em máquinas rotativas. Logo, a potência ativa foi usada para ser uma métrica adicional a esse tipo de sistema, visando garantir uma identificação correta de mudança na configuração.

Para propósitos de validação do sistema adaptativo proposto, construiu-se uma base de dados contendo vários cenários de operação. Posteriormente, o sistema de proteção adaptativa proposto foi comparado com o sistema de proteção convencional e com um sistema de proteção adaptativa baseado no algoritmo genético tradicional.

Considerando o *status* atual da pesquisa, vislumbram-se como contribuições para o estado da arte:

- Apresentação de um novo sistema de proteção adaptativa utilizando como parâmetros de monitoramento do sistema, a potência ativa em combinação com o estado dos disjuntores, garantindo assim a supervisão de eventos provenientes de faltas, bem como de mudanças no nível de potência da GD;
- Apresentação de uma estratégia de coordenação ótima *online* utilizando o algoritmo microgenético como método de otimização, o qual se aplica bem ao problema de proteção por ter uma rápida convergência.

1.4 Produção Bibliográfica

Os resultados obtidos até o momento deram subsídios para as seguintes publicações:

- Artigos publicados em periódicos:
 1. **NASCIMENTO, J. P.**; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. An adaptive overcurrent protection system applied to distribution systems. *Computers & Electrical Engineering*, Elsevier, v. 81, p. 106545, 2020.
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2019.106545>.
 2. **NASCIMENTO, J. P.**; ; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. *IEEE Latin America Transactions*, v. 16, n. 5, p. 1439-1444, 2018.
DOI:10.1109/TLA.2018.8408439
- Artigos publicados em anais de congresso:
 1. **NASCIMENTO, J. P.**; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. Coordination of overcurrent relays in radial distribution systems: An analytical approach. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos - SBSE*. IEEE, 2018. p. 1-6.
 2. **NASCIMENTO, J. P.**; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. An adaptive protection algorithm for distribution systems with distributed generation. *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America - ISGT LATAM*. IEEE, 2015. p. 165-170.

Ao longo da pesquisa, a proponente desta Tese participou de pesquisas correlatas ao tema que resultaram nas seguintes publicações:

1. SANCA, H. S.; SOUZA, B. A. ; **NASCIMENTO, J. P.** ; BRITO, N. S. D. ; COSTA, F. B. Avaliação de Método de Estimação de Frequência Fundamental

- para Qualidade da Energia Aplicados em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída. *XI Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica*, 2015, Campina Grande. Anais CBQEE 2015, 2015.
2. MEIRA, R. N., NASCIMENTO, J. P., SILVA, H., PEREIRA, R. L. A., BRITO, N. S. D., SOUZA, B. A. . Analysis of interoperability of relays via teleprotection. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos - SBSE*. IEEE, 2018. p. 1-6.
 3. REIS, R. L. A.; LOPES, F. V.; BARROS, D. L. T.; NASCIMENTO, J. P.; COSTA, C. A. B.; BRITO, N. S. D.; NEVES, W. L. A.; MORAES, S. R. D. Impacto de transformadores para instrumentos sobre o desempenho de um *software* para diagnóstico de distúrbios e desempenho da proteção. *Encuentro Regional IberoAmericano de Cigré - ERIAC*, 2017, Ciudad Del Este. Impacto de transformadores para instrumentos de um software para diagnóstico de distúrbios e desempenho da proteção, 2017.

1.5 Organização do Texto

A Tese está organizada em 7 capítulos, incluindo este capítulo introdutório, conforme a seguir

- Capítulo 2:** Apresentação da fundamentação teórica, dando-se destaque aos principais conceitos requeridos para compreensão da tese.
- Capítulo 3:** Apresentação de revisão bibliográfica conforme os seguintes temas: coordenação ótima de relés de sobrecorrente, proteção adaptativa, métodos de proteção baseados em otimização numérica.
- Capítulo 4:** Apresentação do Sistema de Proteção Adaptativa Proposto.
- Capítulo 5:** Descrição da Metodologia Proposta.
- Capítulo 6:** Apresentação e discussão dos resultados.
- Capítulo 7:** Conclusões.

Fundamentação Teórica

Uma visão geral dos conceitos requeridos para compreensão do problema constitui o foco deste capítulo. Inicialmente, apresentam-se os fundamentos do sistema de proteção, os elementos de um relé digital, uma descrição da proteção dos SDEE, seguida do processo de coordenação clássica de relés de sobrecorrente. Logo após, discutem-se os impactos da GD no sistema de proteção, bem como o cálculo da corrente de curto-circuito para estes sistemas. O capítulo é finalizado com a definição e os principais aspectos da proteção adaptativa e os fundamentos do algoritmo microgenético, seguido das considerações finais.

2.1 Fundamentos do Sistema de Proteção

A produção tradicional de energia elétrica pode ser descrita da seguinte forma: o processo inicia nas usinas de energia elétrica, construídas normalmente, distantes dos centros consumidores, donde a partir das subestações elevadoras, partem as linhas de transmissão que transportam a eletricidade até às subestações abaixadoras. A partir daí, inicia o SDEE, responsável por entregar tensão e corrente elétrica nos níveis requeridos pelo consumidor, independentemente de sua distância e critérios de exigência (SHORT, 2004).

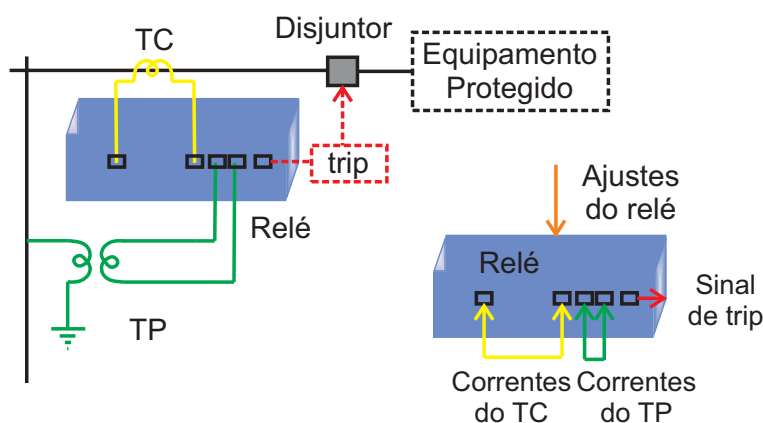
A proteção desse sistema complexo é feita pelo sistema de proteção, definido como sendo o conjunto de equipamentos e acessórios destinados a realizar a proteção para curtos-circuitos e para outras condições de operação anormais em componentes do sistema (ONS, 2008). Ou seja, o sistema de proteção tem como objetivo salvaguardar os equipamentos e manter a integridade de fornecimento contínuo e seguro da energia elétrica. O princípio de funcionamento de um sistema de proteção típico é descrito a seguir.

Os transdutores ou transformadores para instrumentos (transformador de potencial e de corrente) reduzem as amplitudes das grandezas envolvidas (tensão ou corrente)

para níveis aceitáveis de leitura e acesso seguro. Em seguida, essas informações são disponibilizadas ao relé, que se encarrega de processá-las. Caso os valores das grandezas excedam valores pré-definidos, os contatos do relé são fechados e um sinal de *trip* (ou de desligamento) é enviado ao disjuntor associado. Neste instante, a bobina de abertura do disjuntor é energizada, o que resulta na abertura dos contatos principais do disjuntor e isolamento do componente ou circuito sob falta. O sistema de proteção é complementado pelo banco de baterias que fornece energia ao sistema de proteção em caso de falta (SÁ et al., 2010).

O diagrama de um sistema de proteção típico é apresentado na Figura 1, seguido da descrição de cada elemento (GUERRA, 2012).

Figura 1 – Diagrama de um sistema de proteção típico.



Fonte: Autoria própria.

Disjuntor: dispositivo de manobra e de proteção capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais do circuito, assim como estabelecer, conduzir por tempo especificado e interromper correntes em condições anormais especificadas do circuito, tais como as de curto-circuito. O comando de abertura desse equipamento pode ser feito manualmente ou por dispositivos de proteção como o relé.

Transformador de Corrente (TC): equipamento usado para: i) suprir instrumentos de medição, controle ou proteção; ii) efetuar a isolação elétrica entre o instrumento e o SEP. Para isso, reduz a corrente do sistema a um valor adequado, de modo que haja uma relação fixa entre os valores instantâneos correspondentes das ondas de corrente de saída e de entrada, com diferenças de fase mínimas possíveis entre si.

Transformador de Potencial (TP): equipamento usado para: i) suprir instrumentos de medição, controle ou proteção; ii) efetuar a isolação elétrica entre o instrumento e o SEP. Para isso, reduzem a tensão do sistema a um valor adequado aos instrumentos, estabelecendo uma relação fixa entre os valores instantâneos correspondentes das ondas de tensão de saída e de entrada, com diferenças de fase mínimas possíveis entre si.

Relé: dispositivo elétrico que tem como objetivo produzir modificações súbitas e predeterminadas em um ou mais circuitos elétricos de saída, quando certas condições são satisfeitas nos seus circuitos de entrada.

Além desses elementos, um sistema de proteção pode conter equipamentos de teleproteção, circuitos de alimentação e circuitos de comando e sinalização.

A ação do sistema de proteção restaura o SEP para a melhor condição de operação possível e segue os princípios da “filosofia da proteção”: termo que engloba todas as ações pertinentes ao sistema de proteção, tais como, selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos protetores a um SEP, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida, sem que outras partes do mesmo sejam afetadas (GIGUER, 1988). De modo a atender aos requisitos requeridos, a filosofia da proteção deve satisfazer aos seguintes objetivos (GUERRA, 2012):

- Confiabilidade: o sistema de proteção sempre deve atuar em caso de defeito, e apenas neste caso.
- Sensibilidade: a faixa de incerteza entre as condições de operação e de não operação deve ser a menor possível.
- Velocidade: o sistema de proteção deve atuar da forma mais rápida possível, de modo a evitar danos aos componentes do sistema (efeitos térmicos e eletrodinâmicos) ou perda de estabilidade do sistema.
- Seletividade: o defeito deve ser eliminado desligando-se a menor parte possível do sistema, de modo a ser mantido o máximo índice de continuidade de serviço.
- Economia: o custo do sistema de proteção deve ser compatível com o custo do equipamento protegido e com a importância deste último em relação ao funcionamento das demais partes do sistema.

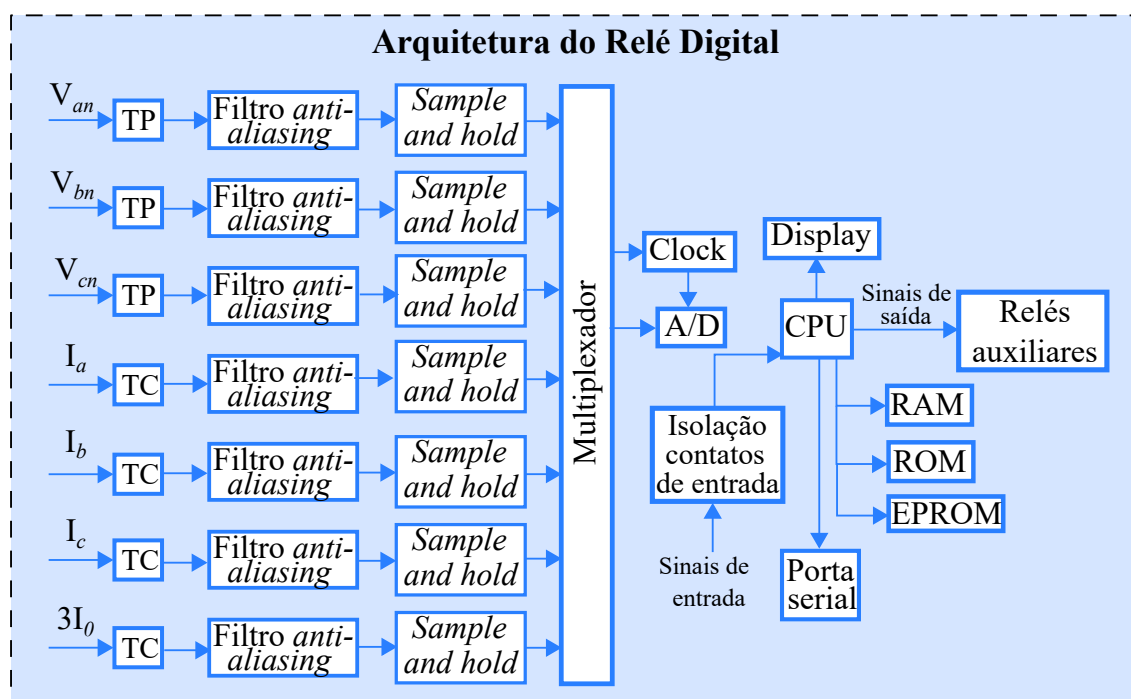
2.2 O Relé Digital

No contexto do sistema de proteção, o relé é considerado o elemento mais importante e sua origem remonta ao início do século XIX, quando surgiram os primeiros relés eletromecânicos. Atualmente, predominam os relés digitais, os quais são gerenciados por microprocessadores, cujo controle é realizado por um *software* por meio de dados de entrada digitalizados (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007). Dentre as suas muitas vantagens, destacam-se: maior precisão, espaço reduzido, lógica de controle, comunicação remota e ponto a ponto, aquisição de dados, registro de eventos, localização de faltas, configuração remota, automonitoramento e autoverificação (PHADKE; THORP, 2009).

Por este motivo, muitas vezes é denominado de IED (*Intelligent Electronic Device*), por designar um dispositivo de proteção baseado em microprocessador com capacidade de comunicação remota (EPRI, 2004). Entretanto, a capacidade de configuração é sem dúvida, uma das suas principais vantagens, visto que possibilita alterar as configurações do relé em casos de mudanças nas condições do sistema.

De modo geral, a arquitetura de um relé digital é composta por unidades ou subsistemas com funções bem definidas, conforme mostrada na Figura 2 e descrita a seguir (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007; COSTA et al., 2016; PHADKE; THORP, 2009).

Figura 2 – Arquitetura de um relé digital típico.



Fonte: Adaptado de Coury, Oleskovicz e Giovanini (2007), Costa et al. (2016)

- os transformadores de entrada (módulo de *interface*) atenuam as tensões e correntes para níveis adequados aos microprocessadores e garantem isolamento galvânica entre os relés de proteção e os sinais provenientes dos TP e TC;
- filtros analógicos passa-baixas (filtros *anti-aliasing*) têm o objetivo de evitar a ocorrência de sobreposição de espectro e assim evitar erros durante a amostragem dos sinais;
- dispositivos *sample and hold* amostram as entradas analógicas em um mesmo instante e disponibilizam os sinais ao multiplexador;

- o multiplexador permite que seja usado apenas um conversor A/D (analógico digital) para várias entradas analógicas;
- o conversor A/D transforma o sinal analógico em uma palavra digital definidos pela taxa de amostragem;
- o módulo de entrada informa ao processador sobre o estado das chaves, disjuntores, chaves seccionadoras e sobre a atuação de outras proteções;
- a saída digital é responsável pelos sinais para atuação dos disjuntores e alarmes disparados pelo processamento;
- o processador controla o funcionamento do relé, faz a filtragem digital dos sinais para a extração da componente fundamental, executa cálculos e decide atuações. O *software* lógico do relé será armazenado em memória ROM, enquanto a memória RAM será utilizada para armazenar quantidades e operações intermediárias no algoritmo do relé. Os ajustes do relé serão armazenados em EPROM.

Na prática, o que distingue de fato os relés dos diversos fabricantes, é o *software* embarcado no equipamento.

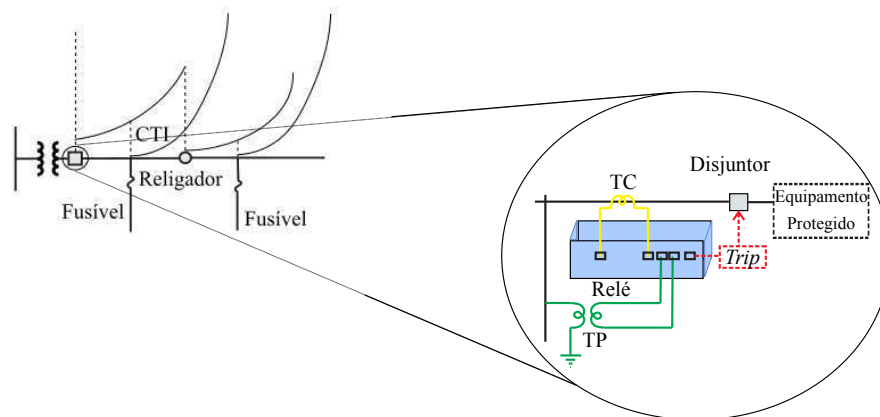
2.3 Proteção dos Sistemas de Distribuição

O SDEE é a parte do SEP que está conectado diretamente aos consumidores, onde ocorrem várias atividades de operação rotineiras. Conseqüentemente, está sujeito à mudanças topológicas resultantes de abertura de linhas, transferência de cargas entre alimentadores, faltas, saídas de transformadores, desligamento de unidades geradoras, entre outros.

Um SDEE típico possui estrutura predominantemente radial, com fluxo de potência unidirecional e um sistema de proteção composto principalmente por relés de sobrecorrentes instalados no início dos alimentadores, ou seja, nas subestações, além de fusíveis e religadores. Um exemplo da disposição dos equipamentos de proteção em um SDEE é apresentado na Figura 3, dentre os quais destacam-se:

- Fusíveis: que permitem a passagem da corrente de operação normal, mas fundem, quando a corrente excede uma certa amplitude por um certo período, interrompendo assim, a corrente no circuito. Os fusíveis combinam as funções de detectar, comparar e interromper a corrente em um único equipamento (PAITHANKAR; Bhide, 2011).
- Religadores automáticos: comportam-se como interruptores de circuito, porém com controles independentes para detectar sobrecorrentes e isolar faltas, instantaneamente

Figura 3 – Componentes do sistema de proteção da rede de distribuição tradicional.



Fonte: Autoria própria.

ou com o atraso de tempo. Eles podem ser programados para iniciar a reenergização automática do circuito (religamento) em intervalos variáveis se a falta persistir e eventualmente, bloquear o circuito (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

- Relés de sobrecorrente: dispositivos que usam como grandeza de atuação a corrente elétrica do SEP e sua atuação se dá quando a corrente medida atinge um valor igual ou superior ao ajuste previamente estabelecido (corrente de *pick-up*).

Os relés de sobrecorrente podem ser classificados conforme o tempo de atuação em: i) relé de sobrecorrente instantâneo, que como intitulado, não possui temporização intencional no momento da sua atuação; ii) relé de sobrecorrente de tempo inverso, cuja operação no tempo é inversamente proporcional à corrente. Na prática, a maioria dos fabricantes apresenta a opção de acrescentar a estas funções de proteção parâmetros como: temporização e elementos direcionais (relé de sobrecorrente direcional) (MANUAL, 2003).

Nesta Tese, o foco foi o relé de sobrecorrente direcional de tempo (número ANSI 67/51), o qual é descrito matematicamente pela Equação (1):

$$t_{op} = TDS \frac{k_1}{\left(\frac{I_f}{I_{pickup}}\right)^{k_2} - 1}, \quad (1)$$

em que TDS é a sigla para *Time Dial Setting*, I_f é a corrente de falta, I_{pickup} é a corrente mínima para atuação do relé, conhecida por corrente de *pickup* e k_1 e k_2 são as constantes que definem a curva de operação do relé. Embora os fabricantes de relés ofereçam várias curvas de sobrecorrente de tempo inverso, a Tese se concentrou apenas nas curvas IEC (Normalmente Inversa - NI, Muito Inversa - MI e Extremamente Inversa - EI) (STANDARD, 1976). O dial de tempo (parâmetro TDS) possui limites de acordo com as curvas do relé utilizadas e a posição do relé na cadeia de coordenação (princípio da seletividade), conforme

Inequação (2):

$$TDS_{i,\min} \leq TDS_i \leq TDS_{i,\max}, \quad (2)$$

sendo $TDS_{i,\min}$ e $TDS_{i,\max}$ os valores mínimos e máximos do parâmetro TDS para o relé i , respectivamente. Para relés com o tipo de curva IEC, o intervalo do parâmetro TDS é: $[0,05; 1,00]$, com intervalo de 0,01 (MANUAL, 2003).

A corrente de *pickup* representa o limiar que delimita se o sistema está ou não no regime de falta. Seu valor varia entre um valor mínimo (geralmente relacionado ao valor máximo de sobrecarga do sistema) e um valor máximo (geralmente a corrente mínima de curto-circuito), conforme Inequação (3):

$$\alpha I_{\text{carga,max}} \leq I_{\text{pickup}} \leq I_{f,\min}, \quad (3)$$

sendo $I_{\text{carga,max}}$ e $I_{f,\min}$ os valores da corrente de carga máxima e da corrente mínima de falta, respectivamente, e α o fator de crescimento de carga.

É importante destacar que o relé de sobrecorrente direcional recebe níveis reduzidos de corrente do TC, portanto, na prática, a Relação do Transformador de Corrente (RTC) é um parâmetro que deve ser considerado.

A relação do TC que alimenta um relé deve atender aos seguintes requisitos (ALMEIDA, 2000):

- A corrente nominal primária do TC ($I_{N,P}$) deve ser maior do que a razão entre a corrente máxima de falta ($I_{f,\max}$) no ponto da instalação e o fator de sobrecorrente do TC (FS). Geralmente, adota-se FS igual a 20:

$$I_{N,P} \geq \frac{I_{f,\max}}{FS}. \quad (4)$$

- A corrente nominal primária do TC deve ser maior que a corrente máxima de carga a ser considerada, $I_{\text{carga,max}}$:

$$I_{N,P} \geq k \cdot I_{\text{carga,max}}. \quad (5)$$

sendo k um fator de sobrecarga definido pelo projetista.

2.4 Coordenação da Proteção

Dependendo da importância do elemento a ser protegido, o esquema de proteção é estruturado em níveis, denominados de proteção principal e proteção de retaguarda, onde se adota uma escala de tempo de atuação, de modo que na ocorrência de uma falta, a proteção principal seja a primeira a atuar. No caso dela falhar, então a proteção de

retaguarda deve operar, de modo a deixar o menor número possível de consumidores sem energia elétrica. Essa estratégia é denominada de “coordenação da proteção”.

Nos SDEE, a função de sobrecorrente é amplamente utilizada em esquemas de proteção, especialmente quando os relés são dispostos em cadeia. A coordenação entre os vários dispositivos está bem estabelecida, como pode ser verificado na literatura especializada (ANDERSON, 1999; BLACKBURN; DOMIN, 2014; PAITHANKAR; BHIDE, 2011). No caso específico dos relés, a coordenação é baseada no princípio de seletividade.

Portanto, para que os requisitos de coordenação e seletividade sejam atendidos, um parâmetro chamado CTI (*Coordination Time Interval*) deve ser respeitado, o que corresponde ao intervalo de operação mínimo entre dois relés adjacentes na cadeia. Isso significa que, no caso de uma falta, o dispositivo de proteção mais próximo ao local da falta (chamado de proteção principal) deve operar o mais rápido possível. Caso a proteção principal não atue, o dispositivo localizado no trecho à montante da proteção principal (chamada proteção de retaguarda) deve operar com um certo atraso conforme estabelecido na Inequação (6):

$$t_{r,l} - t_{p,l} \geq \text{CTI}, \quad (6)$$

sendo $t_{p,l}$ e $t_{r,l}$ os tempos de operação dos relés principal e de retaguarda, respectivamente, para uma falta em l . Geralmente, o valor do parâmetro CTI está compreendido entre 0,2 e 0,5 s, dependendo do grau de confiança ou do conservadorismo do projetista. O valor de 0,3 segundos é usado com frequência para relés digitais (BLACKBURN; DOMIN, 2014), sendo este o valor adotado na Tese.

Na prática, para encontrar os ajustes da coordenação, ou seja, da corrente de atuação dos relés correspondentes a cada uma das condições de operação do sistema, o especialista analisa os dados provenientes dos estudos de curto-circuito, fluxo de carga e simulações de contingências, considerando diversas condições de operação do SEP (OLIVEIRA, 2010).

Manualmente, o processo de coordenação de relés de um SDEE pode ser resumido nos seguintes passos (PAITHANKAR; BHIDE, 2011):

1. Calcule o valor do parâmetro RTC (Inequações (4) e (5)) e a corrente de *pick-up* (Inequação (3)) para todos os relés da cadeia de coordenação de acordo com os parâmetros do sistema.
2. Escolha o valor do parâmetro TDS iniciando com o relé mais remoto, localizado geralmente no final do alimentador.

3. De posse de todos os dados dos passos 1 e 2, calcule o tempo de atuação do relé mais remoto usando a Equação (1) para a máxima corrente de falta da linha a ser protegida por este relé.
4. A partir do valor tempo de atuação, calcule o tempo do próximo relé da cadeia (relé de retaguarda) a partir da Inequação (6).
5. Com o valor do tempo de atuação do passo 4, calcule o valor do parâmetro TDS para este relé usando a Equação (1).
6. Volte para o passo 4 até a conclusão do processo.

Pelo fato de o relé mais remoto não requerer coordenação com nenhum outro relé, ele pode ser configurado para operar o mais rápido possível, o que é feito escolhendo o menor valor do parâmetro TDS. Outro ponto importante a ser discutido é o fato de ser prática usual adotar-se o mesmo tipo de curva para todos os relés.

Em caso de coordenação de relés com fusível, a seletividade relé *versus* elo-fusível estará garantida para todo o trecho protegido pelo elo-fusível. A coordenação requer uma margem de tempo mínima de 0,2 segundos entre as curvas, conforme Inequação (7):

$$t_{\text{Relé}} \geq t_{\text{Interrupção do elo}} + 0,2. \quad (7)$$

Na prática, a execução de uma tarefa de coordenação de relés não é trivial, sendo até hoje realizada nas empresas manualmente, o que torna esse processo longo, cansativo e sujeito a erros. Esse modo de coordenar é aqui denominado de proteção convencional.

2.5 Impactos da Geração Distribuída no Sistema de Proteção

No Brasil, a definição formal do que se denomina geração distribuída foi estabelecida no Artigo 14 do Decreto-Lei Nº 5.163/2004: “Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no SDEE do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%” (ANEEL, Acessado em 23-01-2020).

Em virtude dos benefícios da GD, vários países têm aderido à sua utilização, inclusive o Brasil, onde está em vigor desde 2012, a Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL, que permitiu a utilização de GD no SDEE (ANEEL, Acessado em 23-01-2020). Segundo a ANEEL, cerca de 20 mil conexões de GD foram registradas até janeiro de 2018, totalizando uma potência instalada de 247,30 MW.

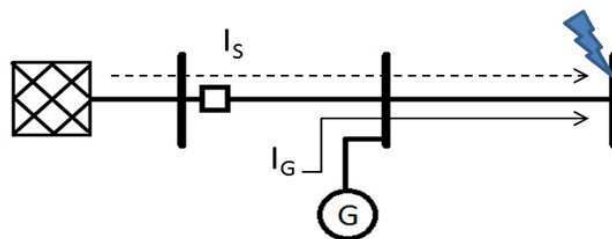
Apesar das suas muitas vantagens, integrar pontos de geração a sistemas que, costumeiramente, possuíam apenas uma direção de fluxo de potência não é tarefa fácil e pode resultar em vários problemas, tais como (SOUZA et al., 2006; SALMAN, 1996):

- Aumento do nível de curto-circuito;
- Reversão do fluxo de potência;
- Novos esquemas de proteção;
- Introdução de harmônicos na tensão ou corrente do sistema;
- Problemas relacionados com estabilidade e confiabilidade;
- Flutuações de tensão;
- Possibilidade de ilhamento .

Em particular, pode provocar impactos diretos na coordenação da proteção do sistema, como por exemplo (GAONKAR, 2010):

O sistema de proteção não detecta a falta: Os SDEE tradicionais têm apenas uma fonte externa contribuindo para a falta, a subestação principal. Por outro lado, a integração de GD nas redes de distribuição introduz novas fontes de corrente de falta, aumentando o nível total de curto-circuito na rede, enquanto altera a amplitude e a direção das correntes de falta. Além disso, quando uma GD síncrona é instalada entre a subestação e o local da falta, a contribuição da corrente de falta da rede à montante é reduzida, comprometendo a sensibilidade do relé do alimentador (PAPASPILIOPOULOS et al., 2015). Neste caso, o sistema de proteção pode não detectar a falta, conforme apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Contribuição da Corrente de curto-circuito.

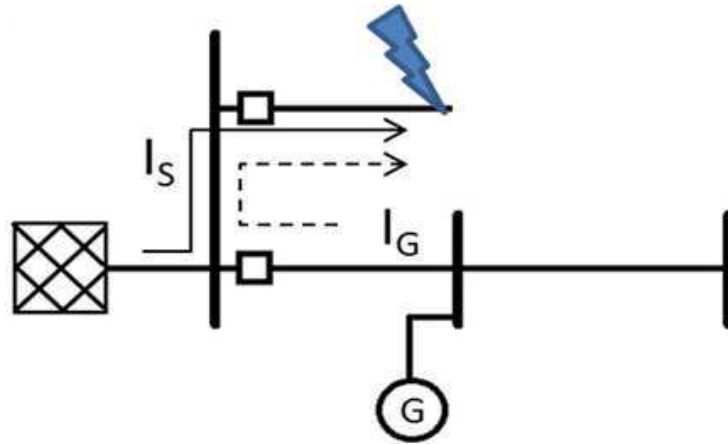


Fonte: Adaptado de Gaonkar (2010)

Falso trip: Mesmo quando a falta ocorre em um alimentador adjacente ao alimentador da GD, esta pode contribuir para a corrente de falta no sentido reverso do fluxo de potência (ver Figura 5). Caso o sistema de proteção não esteja equipado com elementos direcionais,

o relé que protege o alimentador da GD pode operar indesejadamente nas condições mostradas na Figura 5. Nesta situação, a alimentação do ramo da GD será interrompida (YAZDANPANAHI, 2014).

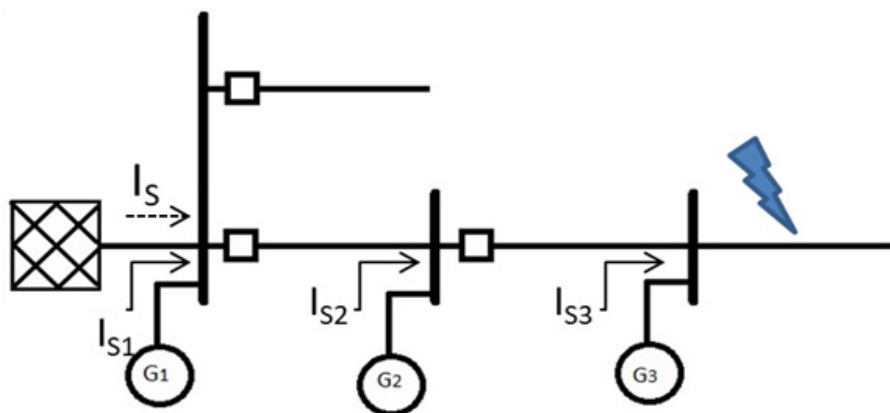
Figura 5 – Falso trip.



Fonte: Adaptado de Gaonkar (2010)

Descoordenação entre proteção principal e de retaguarda: A contribuição da GD para a corrente de falta pode aumentar a corrente dos dispositivos de proteção, fazendo-os operar mais rápido do que o esperado no projeto de proteção. Esse fenômeno pode causar uma perda de coordenação entre os dispositivos de proteção principal e de retaguarda; ou seja, o dispositivo de retaguarda pode operar mais rápido que o principal. Tal descoordenação resulta na desenergização indesejável das cargas localizadas entre a retaguarda e a proteção principal (YAZDANPANAHI, 2014).

Figura 6 – Descoordenação entre proteção principal e de retaguarda.



Fonte: Adaptado de Coffele (2012)

Portanto, todos esses problemas requerem o uso de novos conceitos, novas configurações e estratégias de proteção alternativas, por exemplo (BOLLEN; HASSAN, 2011;

PAIVA, 2015):

Mudanças nas configurações de proteção: sempre que um gerador distribuído for conectado ao SDEE, recomenda-se uma nova coordenação na proteção, de forma que possíveis problemas na coordenação venham a ser minimizados.

Disjuntores adicionais: em caso de alimentadores longos, a diferença entre a corrente de carga mais alta e mais baixa de falta deve tornar-se pequena para um relé de proteção. Este fato requer a instalação de disjuntores ao longo do alimentador. Para alimentadores próximos do seu comprimento máximo, uma quantidade de carga crescente também deve resultar na necessidade de disjuntores extras.

Novos conceitos de proteção: quando dois ou mais alimentadores conectados a um mesmo transformador têm quantidade significativa de geradores, não é possível obter a seletividade com a apenas a proteção de sobrecorrente. Outras soluções são necessárias, como a inclusão de um elemento direcional e uma rede de comunicação entre os relés.

Em geral, se o esquema de proteção não se modificar, a única maneira de manter a coordenação na presença da GD é desconectar todos os geradores distribuídos imediatamente. Isto permitiria ao sistema recuperar sua natureza radial, de modo a conservar as condições de coordenação. Mas isto significaria que o gerador distribuído deveria ser desconectado até mesmo para faltas temporárias, o que não se constituiu uma solução prática (BRAHMA; GIRGIS, 2004).

Portanto, pesquisas vêm sendo realizadas na tentativa de mitigar tais problemas, dentre as quais destaca-se atualmente, a proteção adaptativa (THORP et al., 1988).

2.6 Proteção Adaptativa

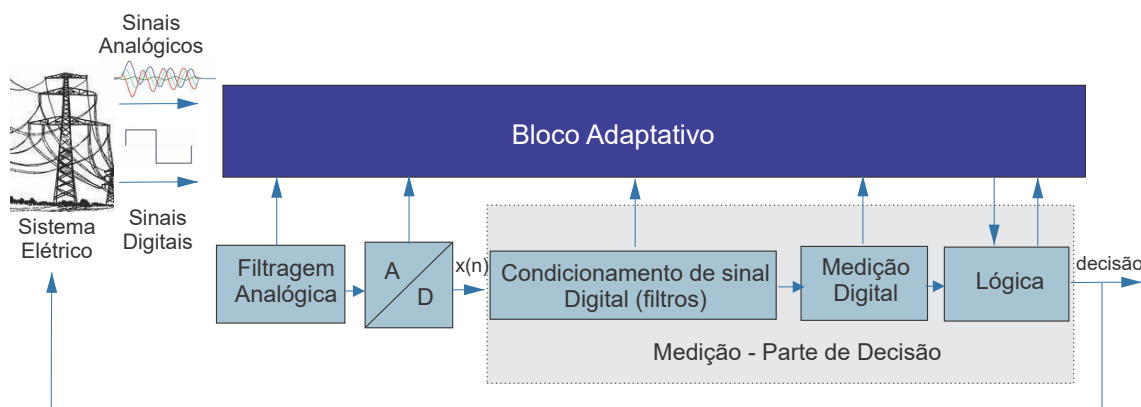
Os primeiros trabalhos relacionados com Proteção Adaptativa (PA) foram publicados no final da década de 90 do século XX, dentre os quais destacam-se os trabalhos de Rockefeller et al. (1988), Kumar, Venkata e Damborg (1989) e Horowitz, Phadke e Thorpe (1988).

Segundo Phadke e Horowitz (1990), PA é uma filosofia de proteção que permite e procura fazer ajustes nas várias funções de proteção, visando ajustá-las às condições predominantes do sistema. É intuitivo concluir que o ajuste deve ser feito *online*, o que não é possível com os relés de construção eletromecânica ou mesmo, estática. Com o advento dos relés baseados em microprocessadores, que possibilitou a programação das funções de proteção via *software* e a comunicação com o meio externo, o conceito de PA pôde então ser aplicado.

Um diagrama esquemático ilustrando a forma como a PA se relaciona com o relé digital (representado pelo conjunto de blocos na parte inferior da Figura) e o restante do

sistema é apresentado na Figura 7.

Figura 7 – Interação relé - bloco adaptativo.



Fonte: Adaptado de [Rebizant, Szafran e Wiszniewski \(2011\)](#)

A diferença principal do bloco adaptativo para o que poderia ser chamado de "convencional", reside no fato de que o primeiro pode interferir diretamente nos outros blocos do sistema de proteção e assim, modificar seu modo de operação no sentido de adaptar o sistema de proteção às condições predominantes do SEP.

Como se pode observar, o bloco adaptativo recebe informações tanto dos sinais digitais, geralmente provenientes de outro relé ou de um sistema supervisor, quanto do relé digital. A partir destas informações, o bloco toma as decisões no que se refere à adaptação do sistema de proteção às condições predominantes do SEP. Em termos práticos, isso acontece quando o bloco adaptativo modifica os ajustes do relé na parte de lógica e decisão (Figura 7). A arquitetura genérica de um sistema de PA é mostrada na Figura 8 ([COFFELE, 2012](#)).

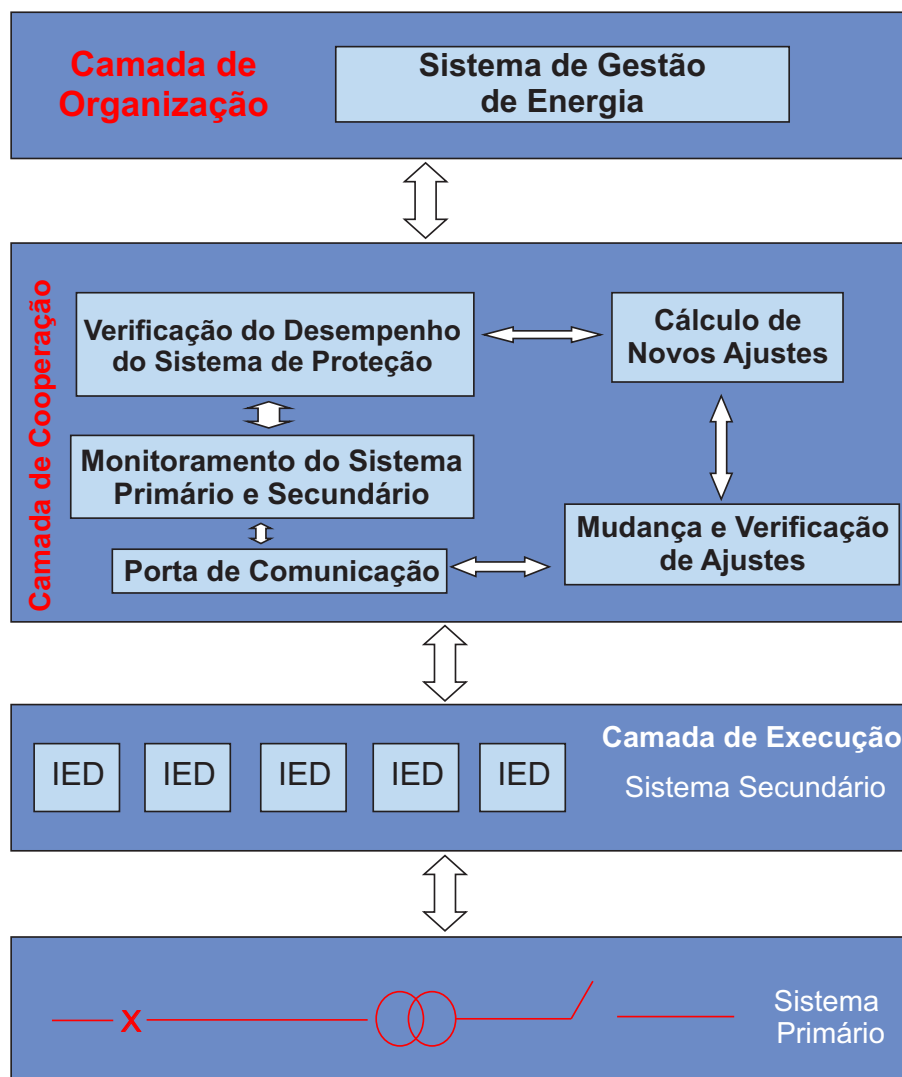
São definidas três camadas:

Camada de organização: onde o sistema é visualizado. Tem função gerencial, podendo intervir no sistema sempre que achar necessário e está normalmente instalada na sala de controle da subestação.

Camada de cooperação: dividida em vários blocos:

- Porta de comunicação: permite a interação entre relés digitais de fabricantes diferentes, possibilitando a comunicação entre eles.
- Monitoramento dos sistemas primário e secundário: monitora o sistema e na ocorrência de mudanças no sistema primário, interage com o bloco de verificação do desempenho do sistema de proteção, informando sobre mudanças e desempenho do sistema secundário.

Figura 8 – Arquitetura de um sistema de proteção adaptativa.



Fonte: Adaptado de Coffele (2012)

- Verificação do desempenho do sistema de proteção: como o próprio nome sugere, verifica o desempenho do sistema de proteção atual comparando-o com o desempenho esperado.
- Cálculo de novos ajustes: realiza cálculo de novos ajustes, baseando-se nas informações da nova configuração do sistema.
- Mudança e verificação de ajustes: envia os novos ajustes para os relés digitais por meio da porta de comunicação e verifica se esses novos ajustes foram recebidos.

Camada de execução: no caso da proteção de sobrecorrente, essa camada é composta por relés de sobrecorrente e tem como atribuição, interagir com o sistema por meio dos TC e TP e atuar em caso de algum distúrbio, desconectando a parte afetada das demais partes do sistema.

O sistema primário representa os componentes do SEP e o sistema secundário, os equipamentos de proteção (relés, religadores, fusíveis, entre outros).

De modo geral, todos os sistemas com PA seguem esse modelo, a diferença principal reside na escolha do método de PA. Também pode-se inferir que a PA pode ser realizada de diversas maneiras, desde que siga essa arquitetura.

Quanto ao controle e comunicação, existem três tipos de arquitetura:

- (i) distribuída, que como o próprio nome sugere, o controle da PA é distribuído entre várias unidades, as quais em conjunto controlam o sistema de proteção;
- (ii) concentrada, na qual o processamento é realizado em uma única máquina, geralmente composta por um computador centralizado na subestação, o qual controla todo o sistema de proteção;
- (iii) descentralizada, que opera em várias unidades independentes entre si.

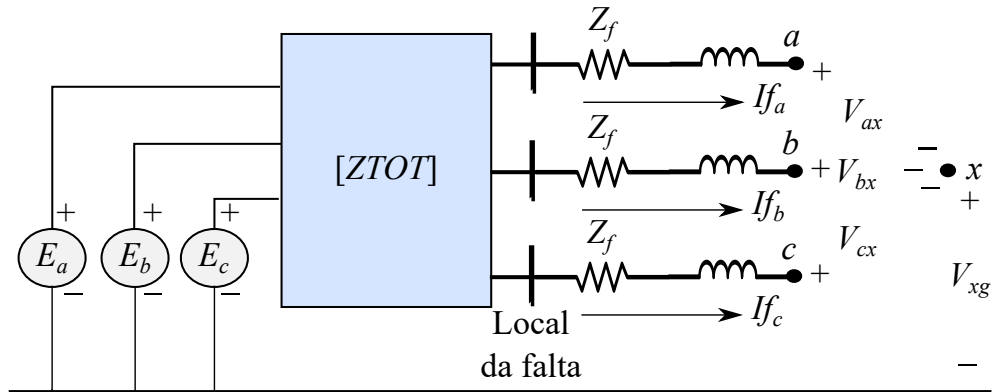
2.7 Cálculo da Corrente de Curto-Circuito em SDEE

O cálculo da corrente de curto-circuito é de suma importância para análises, estudos e planejamento do SEP, sendo empregados rotineiramente nas concessionárias, empresas de pesquisa energética, entre outros órgãos. Um dos métodos mais difundidos para realização do cálculo é o uso das componentes simétricas, o qual requer linhas perfeitamente transpostas. Infelizmente esse método não se adequa para o cálculo da corrente de curto-circuito nos SDEE, visto que tais sistemas possuem majoritariamente linhas não transpostas, ou seja, raramente é empregada a transposição de linhas para diminuir o acoplamento entre as fases. O acoplamento mútuo desigual entre fases leva ao acoplamento mútuo entre os componentes de sequência. Quando isso acontece, não há vantagem em usar componentes simétricos (SHORT, 2004). Devido a esse fato, o cálculo da corrente de circuito foi realizado via Análise de Thévenin (KERSTING; PHILLIPS, 1990), o qual se adequa bem à natureza desequilibrada do SDEE. A ideia principal é calcular o equivalente Thévenin do circuito utilizando a matriz de fases.

A Figura 9 representa o circuito equivalente no ponto de falta.

O bloco ZTOT corresponde a matriz de impedância de fase equivalente de Thévenin no ponto de falta e Z_f representa a impedância de falta. Matematicamente, o circuito

Figura 9 – Circuito equivalente de Thévenin.



Fonte: Adaptado de Short (2004)

equivalente é descrito por:

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{f_a} \\ I_{f_b} \\ I_{f_c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{f_a} \\ I_{f_b} \\ I_{f_c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix}, \quad (8)$$

Que pode ser escrita de forma reduzida como:

$$[E_{abc}] = [ZTOT] \cdot [I_{fabc}] + [ZF] \cdot [I_{fabc}] + [V_{abcx}] + [V_{xg}], \quad (9)$$

em que

$[E_{abc}]$ é o vetor de tensões equivalente Thévenin do sistema;

$[ZTOT]$ é a matriz impedância equivalente total do sistema;

$[ZF]$ é a matriz impedância de falta equivalente;

$[I_{fabc}]$ o vetor de corrente de falta para o sistema equivalente Thévenin;

$[V_{abcx}]$ e $[V_{xg}]$ são os vetores de tensões nas chaves que vão modificar a depender do tipo de falta.

Sendo:

$$[Z_{EQ}] = [ZTOT] + [ZF], \quad (10)$$

$$[Y] = [Z_{EQ}]^{-1}, \quad (11)$$

em que $[Y]$ é a matriz admitância equivalente do sistema.

A solução da equação é:

$$[I_{fabc}] = [Y] \cdot [E_{abc}] - [Y] \cdot [V_{abcx}] - [Y] \cdot [V_{xg}], \quad (12)$$

Definindo a seguinte relação:

$$[IP_{abc}] = [Y] \cdot [E_{abc}], \quad (13)$$

Resulta em:

$$\begin{bmatrix} If_a \\ If_b \\ If_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bc} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix}, \quad (14)$$

Essas relações modificam-se conforme o tipo de falta. No presente trabalho considerou-se somente o cálculo das correntes trifásicas e monofásicas, visto que são as correntes necessárias para o ajuste do relé de sobrecorrente, conforme a seguir.

Faltas Trifásicas

$$V_{ax} = V_{bx} = V_{cx} = 0, \quad (15)$$

$$I_a + I_b + I_c = 0. \quad (16)$$

Faltas monofásicas(assumindo um falta fase k com fase i - j sem falta)

$$V_{kx} = V_{xg} = 0, \quad (17)$$

$$If_i = If_j = 0. \quad (18)$$

Considerações para inclusão da GD

Em um SDEE típico há apenas a subestação como fonte de contribuição de falta. Porém, com a inserção da GD, sua contribuição deve ser incluída no cálculo na corrente de curto-circuito, de forma a se ter uma visão realística do que acontece no sistema. Conforme [Teng \(2005\)](#), na ocorrência de uma falta, as tensões internas de um gerador distribuído síncrono podem ser tratadas como fontes de tensão constante. Isso é apresentado na Figura 10.

Pode-se inferir da Figura 10, que as relações das variações de tensão após uma falta podem ser expressas como

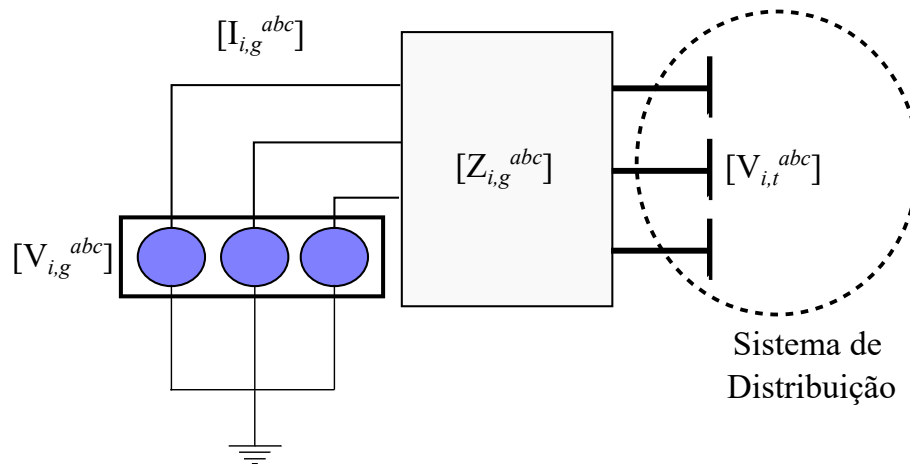
$$[V_{i,g}^{abc}] - [V_{i,t}^{abc}] = - [Z_{i,g}^{abc}] [I_{i,g,f}^{abc}], \quad (19)$$

em que:

$[Z_{i,g}^{abc}]$: matriz de impedância transitória do gerador;

$[V_{i,g}^{abc}]$: vetor de tensão interna do gerador;

Figura 10 – Circuito equivalente de Thévenin.



Fonte: Adaptado de [Teng \(2005\)](#).

$[V_{i,t}^{abc}]$: vetor tensão terminal do gerador.

Partindo dessa representação, o cálculo da corrente de falta pode ser efetuado aplicando o teorema da superposição ([TLEIS, 2007](#)).

2.8 Algoritmo Microgenético

A computação evolutiva é uma área de pesquisa em ciência da computação, que como o nome sugere, toma como inspiração o processo de evolução natural ([EIBEN; SMITH et al., 2003](#)). Historicamente, teve início em 1970, quando o pesquisador Holland, da Universidade de Michigan, desenvolveu o Algoritmo Genético (AG) baseando-se nos conceitos da genética e da teoria da seleção natural de Charles Darwin. Holland desenvolveu um método que emula o processo de evolução por meio de um processo iterativo, o qual envolve a criação de uma população de indivíduos, avaliação de sua aptidão e geração de uma nova população por meio de mudanças genéticas ([HOLLAND, 1975](#)). O estudo dos AG requer o conceito de alguns termos, os quais são listados na Tabela 1.

O fluxograma de um AG tradicional é apresentado na Figura 11. Resumidamente, o AG inicia com uma população aleatória (n_{pop}) representando um conjunto de soluções possíveis, evoluindo por meio de iterações sucessivas (ou gerações). Em cada geração, uma nova população é formada, derivada da original por meio das operações de cruzamento e mutação. No *loop* da geração, todos os indivíduos da população são avaliados por um critério de sobrevivência, que consiste no valor da função objetivo (*fitness*) e em um mecanismo de seleção previamente estabelecido, que determina quais indivíduos devem sobreviver e participar da próxima geração. Esse processo é repetido até que ocorra uma evolução completa da população para a solução ideal ([SAKAWA, 2012](#)). Os AG são métodos simples, robustos, flexíveis e capazes de localizar a solução ótima, entretanto, têm

Tabela 1 – Termos e seus significados no contexto dos algoritmos genéticos

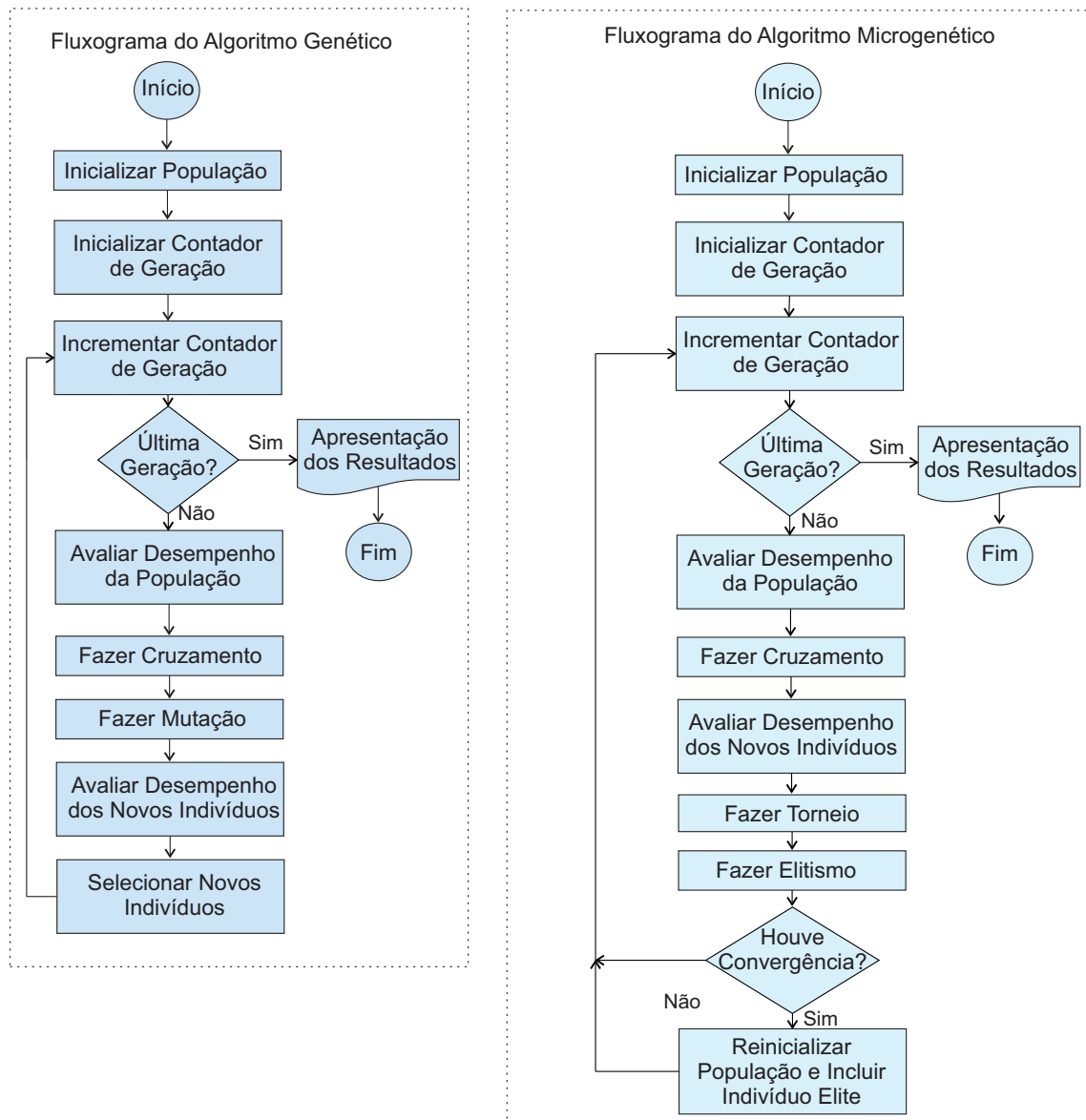
Termo	Significado no AG
Indivíduo	Solução potencial para o problema em consideração, a qual está codificada para uso no AG
Função Adaptação ou <i>Fitness</i>	Função objetivo do problema em consideração
Cromossomo	Representação de um indivíduo geralmente feita por meio de uma <i>string</i>
Gene	Elemento de informação que compõe o cromossomo
Genótipo	Solução ao problema no domínio do AG
Fenótipo	Solução do problema no domínio de aplicação
População	Conjunto de indivíduos
Geração	Cada iteração do processo evolutivo
Codificação	Estratégia de tradução de soluções do domínio de aplicação para o domínio dos AG
Decodificação	Estratégia de tradução de soluções do domínio dos AGs para o domínio da aplicação
Cruzamento	Uma operação entre dois cromossomos de uma população que resulta em dois novos indivíduos
Mutação	Uma alteração nos cromossomos feita de forma aleatória, de modo a evitar que a população se torne homogênea. Ela normalmente é realizada através da alteração aleatória de um gene, troca de dois genes aleatórios ou inversão da sequência genética
Elitismo	Ação de reintroduzir o indivíduo melhor avaliado de uma geração para a seguinte

como desvantagem o tempo de processamento elevado .

Para tentar superar essa limitação, [Krishnakumar \(1990\)](#) propôs o Algoritmo Microgenético (A μ G), o qual se caracteriza por ser semelhante ao AG tradicional. O processo é praticamente idêntico, sendo as diferenças apresentadas na Figura 11. Como se pode observar, o que distingue um AG de um A μ G é o tamanho da população (AG: 30 a 300 indivíduos; A μ G: 5 a 20 indivíduos). Além disso, a periodicidade com a qual a população é reiniciada e o uso de uma operação de mutação é opcional. No AG, apenas a população inicial é criada e determina a diversidade. No entanto, no A μ G, quando a população de tamanho n_{pop} se torna homogênea, o indivíduo melhor adaptado migra para uma nova população de tamanho $n_{pop}-1$, gerada aleatoriamente. Esse mecanismo é usado para compensar a diversidade reduzida devido ao pequeno tamanho da população, tentando evitar que o algoritmo convirja para ótimos locais ([SOUZA; ALVES; FERREIRA, 2004](#)). O algoritmo pode ser considerado como intuitivo e de simples programação, também o uso de uma população pequena reduz significativamente o esforço computacional e, portanto, o tempo de processamento, que é um parâmetro crucial na solução do problema de proteção.

Para garantir a diversidade da população, outra estratégia é aplicar a seleção de torneios sem substituição. Isso garante que todos os cromossomos possam ser escolhidos para o torneio, independentemente de sua adequação, a qual só pode ser considerada após dois indivíduos sorteados aleatoriamente da população atual (SOUZA; ALVES; FERREIRA, 2004).

Figura 11 – AG versus AμG.



Fonte: Autoria própria.

2.9 Síntese do Capítulo

Este capítulo apresentou a base teórica mínima requerida para o entendimento do problema da coordenação de relés de sobrecorrente para SDEE com inserção da GD. Como se constatou, a coordenação dos relés é um procedimento fundamental para a manutenção

dos SEP, porém não é uma tarefa trivial, e quando realizada manualmente, resulta em um processo longo e cansativo.

Demonstrou-se a necessidade do uso de novos conceitos e técnicas quando se tem a presença da GD, inclusive para o cálculo da corrente de curto-circuito.

O capítulo foi concluído com a apresentação dos fundamentos da denominada PA e do AμG, os quais foram selecionados para o desenvolvimento do sistema de proteção proposto na Tese.

Revisão Bibliográfica

Um resumo da revisão bibliográfica realizada referente ao tema da pesquisa desenvolvida é apresentada neste capítulo. Dentre os muitos trabalhos estudados, apresentam-se e discutem-se os considerados mais relevantes para o desenvolvimento desta pesquisa, os quais são categorizados conforme apresentado a seguir.

3.1 Proteção Adaptativa

Apresentam-se a seguir os trabalhos considerados mais pertinentes para esta pesquisa no contexto da aplicação dos conceitos de PA a SDEE com a presença da GD.

3.1.1 Formulação tradicional

[Brahma e Girgis \(2004\)](#) propuseram um método de PA no qual o SDEE é dividido em zonas independentes, de modo que os limites de cada zona são delimitados por disjuntores. O método quando instalado em um relé localizado na subestação, tem capacidade de monitorar as correntes medidas nas zonas de proteção contendo GD e se comunicar com os outros dispositivos de proteção. O relé determina a zona com falta e isola-a, comparando as medições *off-line* das correntes provenientes da falta e da GD em tempo real. Apesar de se apresentar como eficaz no sentido de proteger o SEP frente aos impactos da GD, o método proposto requer valores sincronizados das correntes medidas, necessitando de investimento no uso de GPS, bem como medições em todas as barras de cargas e com inserção da GD, o que resultaria em altos custos financeiros para o SDEE. Além disso: i) o desempenho do método é função do número de geradores distribuídos quanto maior esse número, menor o desempenho; ii) o método proposto requer a simulação de todos os cenários de falta possíveis *off-line*, o que pode ser inviável dependendo do tamanho do sistema.

[Mahat et al. \(2011\)](#) discutiram acerca do crescimento da inserção da GD nos SDEE, o problema do ilhamento e propuseram um relé adaptativo que detecta o estado da rede elétrica (conectada ou ilhada), usando algoritmos de detecção de estado e de acordo com o resultado seleciona as características de *trip*. Para detecção do ilhamento, cada relé monitora a frequência do sistema e caso algum limite seja ultrapassado, conclui que o sistema está ilhado. No caso da saída de uma unidade geradora, o relé armazena as configurações de *pickup* de todos os outros relés à jusante. Caso identifique regime de falta para algum relé à jusante, realiza contagem do tempo de coordenação do referido relé. Caso a falta seja extinta, o relé que atuou é detectado e identificado se houve perda do gerador à jusante. Em qualquer um dos dois casos, o relé muda suas configurações. Segundo os autores, o método é eficaz. Porém seria necessário *retrofit* dos relés do sistema, por relés que portassem essa tecnologia, conseqüentemente, quanto maior o sistema mais relés, tornando a aplicação de alto custo.

[Soares e Vieira \(2008\)](#) propuseram o uso de PA para resolver o problema de coordenação em um sistema com unidades de cogeração. Os autores utilizaram um sistema-teste com três unidades de cogeração para mostrar que quando uma ou mais unidades são desconectadas do sistema, a coordenação feita para o sistema original não funciona, devido à mudança no nível da corrente de curto-circuito. Partindo deste pressuposto, os autores propuseram o uso da PA do seguinte modo: um computador central verifica o estado do sistema, mais especificamente, o estado dos disjuntores das unidades de cogeração. Ao identificar a falta de um ou mais geradores, ele envia um sinal para os relés informando que ele deve modificar suas configurações conforme o cenário identificado, em um total de três cenários possíveis. Os autores fizeram uso do fato do relé digital permitir a mudança de grupo de ajuste. Segundo os autores, o método não requer memória de processamento excessiva nas atividades *on-line* e também, aproveita os recursos já existentes no relé digital, visto que existem vários grupos de configurações do relé de sobrecorrente. A ressalva à metodologia do grupo de ajustes é a limitação na quantidade de ajustes possíveis que podem ser armazenados nos relés digitais.

[El-Khattam e Sidhu \(2009\)](#) propuseram dois métodos de PA: i) um método dedicado a relés numéricos, no qual aplicou PL para achar o valor mínimo de tempo de operação dos relés, respeitando o tempo de coordenação; ii) um método dedicado a relés eletromecânicos, no qual se empregou um processo iterativo para encontrar o valor mínimo do limitador de corrente de falta. Os dois métodos foram aplicados ao sistema-teste de 14 barras do IEEE e segundo os autores, ambos apresentaram bons resultados. Entretanto, constatou-se que: i) o primeiro método depende fortemente da quantidade de grupos de ajustes dos relés, e, portanto, se aplica apenas a sistemas com poucos geradores distribuídos; ii) o segundo método é função da capacidade dos geradores distribuídos e como conseqüência, aumento do valor do limitador de corrente pode ser requerido, o que significa aumento da capacidade de limitação da corrente e, portanto, do custo.

Coffele, Booth e Dyško (2014) propuseram um método de PA com arquitetura centralizada, ou seja, o cálculo dos ajustes da proteção e os comandos a serem realizados são efetuados por uma única unidade de processamento. O algoritmo inicia e calcula a corrente de falta medida pelos relés a cada cenário de falta, a partir disto, novos ajustes de proteção são calculados. A partir dos novos ajustes, faz-se um cálculo da resposta do sistema de proteção para os ajustes atuais e os novos ajustes calculados, e feita uma comparação destas respostas. A comparação é feita de modo a decidir se os novos ajustes serão descartados ou incluídos, ou seja, enviados para os relés. Para fins de validação, o método foi submetido a vários cenários de operação, considerando variação de topologia da rede e tipo de falta, a partir de um sistema de 11 kV programado em ambiente RTDSTM. Ao final, os autores compararam as respostas do sistema de proteção via métodos propostos e tradicional (ajustes fixos). Segundo os autores, o método proposto foi superior, tanto em relação à seletividade quanto em relação à sensibilidade. Uma das desvantagens deste trabalho foi o uso de arquitetura centralizada para realização da PA, isso pode ser um problema se esse sistema único vir a falhar, pois o sistema ficará desprotegido. Entretanto, o esquema usa informações integradas em tempo real (dados de medição e status da conexão GD) para alterar as configurações do relé, o que minimiza o risco de mau funcionamento. A PA baseada em relés pode se adaptar ao impacto das GD. No entanto, quando topologia do SDEE é complexa, a coordenação de diferentes configurações é complicada e difícil de aplicar.

Nascimento, Brito e Souza (2018) propuseram um sistema de PA, no qual o estado de cada gerador distribuído está associado ao estado do disjuntor que o protege, atualizando continuamente os valores de ajuste dos relés por meio de seleção automática do grupo de ajustes. O método foi aplicado ao sistema-teste de 13 barras do IEEE e programado no *Real-Time Digital Simulator* (RTDSTM). Análise dos resultados mostrou que o método é robusto e apresentou desempenho superior em relação à proteção clássica. O método, entretanto, só se aplica a sistemas com poucos geradores distribuídos, haja vista a dependência direta entre quantidade de grupos de ajustes e de cenários de operação possíveis a serem considerados.

Silva et al. (2018) apresentaram um sistema de proteção adaptativa (SPA) aplicada ao SDEE de média tensão. O SPA é ativado mediante mudança topológica da rede elétrica, mudança no nível de corrente e conexão/desconexão de GD. Após ativação, o SPA testa a coordenação de cada relé do sistema, buscando o grupo de ajuste que garanta a coordenação do sistema de proteção. Caso não seja encontrado um grupo de ajustes que satisfaça a coordenação com os demais relés, são calculados e enviados novos ajustes ao relé. A validação do SPA foi realizada utilizando um modelo de um SDEE real por meio de estudos de caso. Segundo os autores, os resultados obtidos no estudo de caso mostraram que o SPA melhorou a seletividade e a confiabilidade do sistema de proteção. Os autores relataram que nos casos em que houve cálculo e envio de novos ajustes, o tempo de operação do

sistema foi muito maior que nos casos em que houve apenas mudança de grupo de ajustes. Isso aconteceu, porque os relés comerciais atualmente não são preparados para receber ajustes em tempo real.

3.1.2 Formulações alternativas

[Abdelaziz et al. \(2015\)](#) propuseram um método de PA para coordenação ótima de relés de sobrecorrente baseado na evolução diferencial. De forma sucinta, o método monitora o sistema através de um sistema SCADA. Caso modificações ocorram no SEP, o método atualiza o fluxo de carga e realiza uma simulação de falta. A partir dos novos valores, calculam-se então, os valores ótimos das configurações dos relés. O método foi programado no *software* MATLAB[®], aplicado a dois sistemas-testes e comparado com AG. Segundo os autores, o método proposto foi eficaz e mais eficiente. Porém os testes focalizaram no método de otimização. Testes com o sistema de PA não foram realizados.

[Shih et al. \(2017\)](#) propuseram um método de PA baseado em colônia de formigas. O procedimento é semelhante ao utilizado por [Abdelaziz et al. \(2015\)](#): as condições do sistema são monitoradas continuamente e caso modificações ocorram, atualiza-se o fluxo de potência e o estudo de curto-circuito, aplicando-se em seguida o algoritmo de colônia de formigas, que fornece os valores ótimos dos ajustes dos relés. O método foi aplicado ao sistema-teste de 14 barras do IEEE e comparado com AG. Segundo os autores, o método proposto foi eficaz e mais eficiente. Porém assim como [Abdelaziz et al. \(2015\)](#), os autores, não detalharam como operou o sistema de PA.

[Souza \(2016\)](#) discutiram as dificuldades na realização da proteção de sobrecorrente em relação ao novo cenário de *smart grid* e propuseram como solução uma arquitetura composta de três centros: Centro de Controle da Operação (CCO), Centro de Controle da Subestação (CCS) e IED. No CCS são feitos os ajustes dos relés de sobrecorrentes temporizados via AG. Um ponto interessante do trabalho foi a otimização do tipo de curva de sobrecorrente de tempo inverso, normalmente não tratada na literatura especializada. O método proposto foi aplicado ao sistema-teste de 13 barras do IEEE. Segundo os autores, o método foi eficaz, pois forneceu novos ajustes em casos de mudanças na topologia do sistema.

[Papaspiliotopoulos et al. \(2015\)](#) propuseram um método de PA baseado em *hardware-in-the-loop*, o qual utiliza seleção automática de grupo de ajustes ótimos. No método, os relés direcionais de sobrecorrente armazenam os ajustes ótimos nos grupos de ajuste, obtidos *off-line*, via dois *solvers* denominados de *Ipopt* e *Baron*. O método foi testado em sistemas de tamanhos diferentes e validado com RTDSTM, sendo assim comprovadamente passível de aplicação reais.

Em [Kumar et al. \(2018\)](#) foi proposto um algoritmo de relé de sobrecorrente direcional

adaptativo constituído de uma estrutura de otimização híbrida, a qual segundo os autores, captura as incertezas da GD, independentemente de seu tipo, capacidade e localização. Especificamente, os autores sugeriram o desenvolvimento de um relé numérico com um processamento de duas fases para determinar suas configurações da seguinte forma. (i) ajustes de corrente (*online*): um módulo de configuração de corrente *fuzzy* adaptativo, que determina as configurações ideais de corrente com base na relação entre a potência de saída de GD variável e a respectiva tensão terminal do alimentador ; e (ii) ajustes de tempo (*offline*): as configurações são determinadas de maneira ideal para garantir um tempo geral mínimo de operação do relé usando um AG, o qual é calculado a cada 30 minutos. O algoritmo é testado nos sistemas IEEE 14 e IEEE 30 barras, simulando vários cenários de GD. De acordo com os autores, os resultados comprovaram a eficiência do relé proposto sobre os relés convencionais e outros algoritmos de proteção na literatura. Dito isto, o trabalho apresenta uma proposta inovadora, principalmente pelo fato de tratar das incertezas da GD, apesar de faltar detalhamento nesta análise, principalmente na modelagem da GD. Acrescenta-se que o fato das configurações de tempo serem calculadas somente a cada 30 minutos, pode trazer incertezas na garantia de manter o sistema protegido neste intervalo de tempo.

3.1.3 Síntese Bibliográfica

Análise final da pesquisa bibliográfica, conduziu as seguintes conclusões:

- O processo de cálculo dos grupos de ajustes é simples e requer baixo esforço computacional. Porém, a limitação da quantidade de grupos nos relés digitais, limita a robustez dessa técnica.
- Os trabalhos com arquitetura centralizada são amplamente difundidos na literatura, porém o principal problema ocorre nas situações de perda do controle central quando a PA se torna ineficaz.
- As estratégias que propõem a inserção de novos relés são robustas e promissoras, porém a necessidade de *retrofit* dos relés do sistema é irrealizável em curto prazo.
- O uso da potência como parâmetro de avaliação pode constituir uma boa escolha, além de poder ser aplicado a sistemas com GD com tecnologia baseada em conversores.

O estudo do estado da arte possibilitou a realização de uma análise minuciosa da bibliografia especializada, fornecendo as ideias para o desenvolvimento de um sistema de PA que monitora o SEP com base nos sinais dos disjuntores e no valor da potência nas regiões com GD. A partir do processamento destes valores, o sistema verifica se há necessidade de mudança e ajustes e em caso afirmativo, recalcula os ajustes ótimos utilizando o ApG.

O sistema proposto foi desenvolvido, visando não precisar de *retrofit* nem de alterações significativas nos esquemas de proteção já existentes. Porém, para superar as limitações apresentadas pela arquitetura central e também evitar a grande quantidade de processadores requerida pela arquitetura distribuída, aplicou-se uma arquitetura descentralizada, de modo a não haver dependência de uma única central de controle. O fato de realizar os cálculos *online*, garante que não haja limite na operação da proteção. Por fim, o sistema deve apresentar uma proteção com ajustes ótimos, visando sempre fornecer ao sistema de proteção os melhores ajustes.

Uma síntese das principais características dos métodos de PA avaliados e do método proposto na Tese está apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 – Síntese da Revisão Bibliográfica

	Autor	Método	Arquitetura			SEP		Vantagens	Desvantagens
			C ¹	D ²	DC ³	Dist. ⁴	Sub. ⁵		
Formulação Tradicional	Brahma e Girgis (2004)	- Lógica de proteção baseada no monitoramento das correntes dos GD	✓			✓		- baseado em monitoramentos de variáveis facilmente obtidas no SEP - capacidade de interação com outros dispositivos de proteção	- requer um amplo banco de dados - necessita de valores sincronizados das correntes
	Mahat et al. (2011)	- Relé com capacidade adaptativa		✓		✓		- capacidade avançada de monitoramento passível de identificar tanto situações de falta como ilhamento do sistema	- altos custos devido a necessidade de <i>retrofit</i> para inclusão da tecnologia
	Soares e Vieira (2008)	- Seleção automática de grupos de ajuste	✓			✓		- aplicação simples - rápido processamento - explora as funcionalidades existentes no relé digital	- capacidade limitada na configuração de cenários
	El-Khattam e Sidhu (2009)	- Seleção automática de grupos de ajustes - Ajustes ótimo (PL)	✓			✓		- aplicação simples - rápido processamento - explora as funcionalidades existentes no relé digital - fornece ajustes otimizados	- capacidade limitada na configuração de cenários
	Coffe, Booth e Dyško (2014)	- Monitoramento - Cálculo em tempo real das correntes de <i>pick-up</i>	✓			✓		- capacidade ilimitada na configuração de cenário - sistema robusto no monitoramento do cálculo de ajustes	- por ter arquitetura centralizada pode apresentar problemas no cálculo dos ajustes em caso de rede muito complexa
	Nascimento, Brito e Souza (2018)	- Seleção automática de grupos de ajuste	✓			✓		- aplicação simples - rápido processamento - explora as funcionalidades existentes no relé digital	- capacidade limitada na configuração de cenários
	Silva et al. (2018)	- Seleção automática de grupos de ajuste - Cálculo em tempo real das correntes de <i>pick-up</i>	✓			✓		- explora as funcionalidades existentes no relé digital - capacidade ilimitada na configuração de cenário	- tempo de processamento comprometido no envio de ajustes
Formulação Alternativa	Abdelaziz et al. (2015)	- Coordenação ótima <i>online</i>	✓			✓		- capacidade ilimitada na configuração de cenário - fornece ajustes otimizados	- não ficou claro o funcionamento do sistema de PA
	Shih et al. (2017)	- Coordenação ótima <i>online</i>	✓			✓		- capacidade ilimitada na configuração de cenário - fornece ajustes otimizados	- altos custos devido a necessidade de <i>retrofit</i> para inclusão da tecnologia
	Souza (2016)	- Sistema de PA com ajustes ótimos		✓		✓		- capacidade ilimitada na configuração de cenário - fornece ajustes otimizados	- altos custos devido a necessidade de <i>retrofit</i> para inclusão da tecnologia
	Papaspiliotopoulos et al. (2015)	- Seleção automática de grupos de ajustes - Ajustes ótimo (<i>I_{popt}</i> e <i>Baron</i>)	✓			✓		- aplicação simples - rápido processamento - explora as funcionalidades existentes no relé digital - fornece ajustes otimizados	- capacidade limitada na configuração de cenários
	Kumar et al. (2018)	- Relé adaptativo - Ajustes ótimo		✓		✓		- capacidade ilimitada na configuração de cenário - fornece ajustes otimizados	- altos custos devido a necessidade de <i>retrofit</i> para inclusão da tecnologia
	Método Proposto	- Sistema de PA com ajustes ótimos			✓	✓		- capacidade ilimitada na configuração de cenário - fornece ajustes otimizados - explora as funcionalidades existentes no relé digital - não depende de um único centro para processamento da PA	- pode apresentar tempo de processamento elevado

¹ C: Centralizada;

² D: Distribuída;

³ DC: Descentralizada;

⁴ Dist.: Distribuição;

⁵ Sub.: Subtransmissão.

Sistema Proposto

Este capítulo apresenta a arquitetura do sistema de proteção adaptativa desenvolvido nesta Tese, mostrando em detalhes como o monitoramento do sistema é realizado e como os novos ajustes dos relés são calculados. O capítulo é concluído com a apresentação detalhada da formulação do problema de otimização a ser resolvido.

4.1 Arquitetura do Sistema

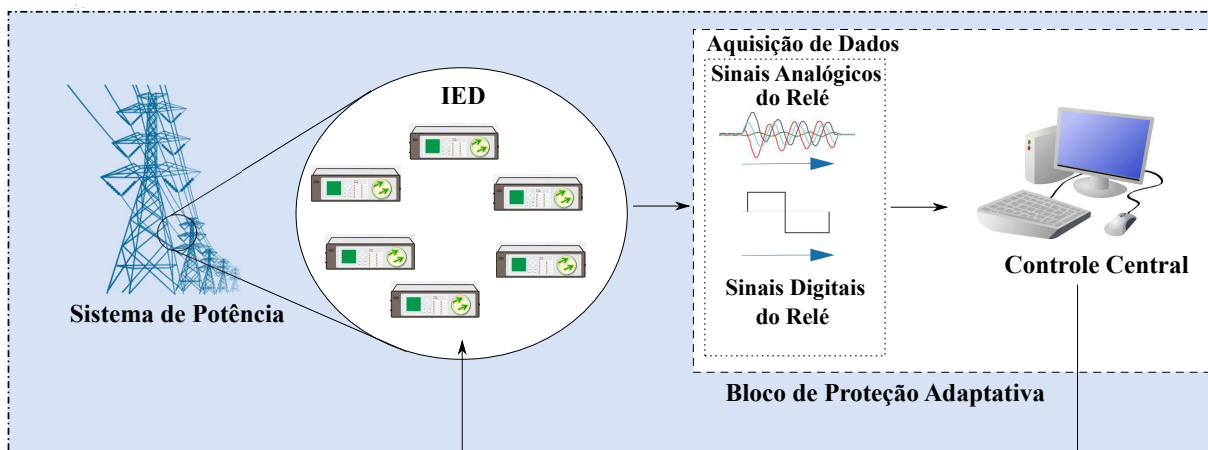
O sistema proposto foi denominado de SPA μ G (sigla de Sistema de Proteção Adaptativa baseado em A μ G), cuja arquitetura e fluxograma são apresentados nas Figuras 12 e 13, respectivamente.

A arquitetura do sistema proposto é apresentada na Figura 12. O SPA μ G recebe informações do SEP por meio dos IED. Vale destacar que fisicamente este SPA seria constituído de uma unidade central de processamento localizada na subestação. Após o processamento, o centro do relé principal envia os ajustes calculados para a unidade do relé de retaguarda, que utilizará os dados para processar as configurações do relé de retaguarda.

Em relação ao modo de operação, o SPA μ G opera *online*, no qual os valores ótimos são recalculados automaticamente para cada alteração do ajuste.

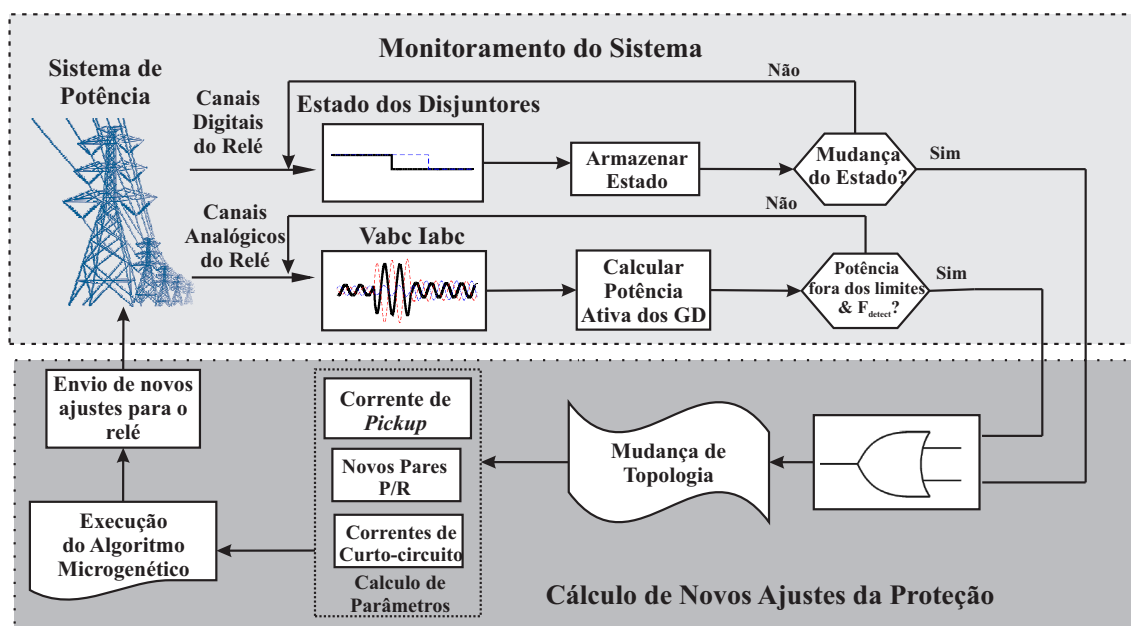
Resumidamente, o SPA μ G monitora continuamente o sistema, lendo os canais digitais e analógicos, que são o estado dos disjuntores (ou chaves seccionadoras) e os sinais de tensão e corrente na região monitorada pelos relés. Alterações abruptas nessas variáveis são consideradas como alterações topológicas no sistema. Nesse caso, o sistema de proteção recalcula automaticamente as novas configurações do relé de sobrecorrente direcional do sistema monitorado usando o A μ G e envia-as para os relés do sistema.

Figura 12 – Arquitetura do sistema de proteção adaptativa.



Fonte: Autoria própria.

Figura 13 – Fluxograma do SPA_{μg}.



Fonte: Autoria Própria.

4.2 Processo de Monitoramento

A primeira etapa do SPA_{μg} corresponde ao monitoramento dos estados dos disjuntores e das correntes e tensões da região onde está localizada a GD. Análise dessas variáveis irá indicar se ocorreu alguma mudança no estado dos disjuntores ou na variação de potência ativa da GD. Caso positivo, será necessário o cálculo dos novos ajustes de proteção.

O processo de monitoramento do sistema envolve a leitura dos canais analógicos e digitais dos equipamentos do SEP para proteção. Conforme mostrado na Figura 13, os

canais analógicos e digitais dos relés digitais são os sinais de entrada do SPA μ g. Esse fato viabiliza o trabalho, porquanto essas funcionalidades estão disponíveis nos relés digitais comerciais.

4.2.1 Monitoramento dos Sinais Digitais

No SPA μ g, o monitoramento dos sinais digitais consiste no processamento dos estados dos disjuntores do sistema a ser protegido. O estado de um disjuntor (aberto ou fechado) indica se a linha protegida está ou não em operação e conseqüentemente, o sistema de proteção associado. A mudança no estado de um disjuntor indica que este não poderá operar, conseqüentemente, o relé associado a este disjuntor, o que implicará que os outros relés da região devem modificar suas configurações, especialmente se o relé desativado protegia um trecho com GD, já que a conexão ou desconexão da GD provoca mudanças nos níveis de corrente do sistema. No entanto, é importante destacar que o SPA μ g contempla outras alterações topológicas na rede, além daquelas causadas pela GD.

Para verificar se houve ou não mudança no estado, o SPA μ g executa o seguinte procedimento (SOUZA; SOUZA, 2016):

1. Dois *buffers* são responsáveis por armazenar os estados dos disjuntores para dois instantes de tempo, que são o estado do instante atual $D(k)$ e o estado do instante anterior $D(k-1)$.
2. De posse desses dois estados, uma operação de subtração é realizada entre eles, conforme Equação (20):

$$E_D(k) = D(k) - D(k - 1), \quad (20)$$

em que: $E_D(k)$ é a variação do estado de todos os disjuntores do SEP; $D(k)$ e $D(k-1)$ são os valores do estado dos disjuntores nos instantes atual k e anterior $k - 1$, respectivamente, sendo os valores de k definidos pelo passo de amostragem, que nesta Tese, adotou-se o valor de 50 μ s. Caso o resultado seja diferente de zero, verifica-se que houve mudança de estado. Caso positivo, o SPA μ g deve recalculer os ajustes dos relés.

3. Esse processo é realizado para todos os disjuntores do sistema.

Um exemplo desse processo é mostrado na Figura 14, na qual os estados dos disjuntores D_1 a D_w são monitorados continuamente. Em um dado instante k , os disjuntores D_3 e D_{w-1} mudam de estado, resultando na subtração de um valor igual a 1 (um). Se o resultado da subtração dos estados dos disjuntores resultar em 1 (um), o SPA μ g indica que houve alterações na topologia do sistema e deve recalculer os ajustes de proteção.

Figura 14 – Exemplo de verificação dos estados dos disjuntores.

	D_1	D_2	D_3	...	D_{w-1}	D_w
$D(k)$	1	1	1	...	0	1
$D(k-1)$	1	1	0	...	1	1
$E_D(k)$	0	0	1	...	1	0

Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Monitoramento dos Sinais Analógicos

Paralelamente ao monitoramento dos sinais digitais, ocorre o processamento dos sinais analógicos, ou seja, dos sinais de tensão e corrente provenientes dos relés digitais, a partir dos quais, calcula-se o valor de potência ativa, variável que será utilizada para verificar as condições de operação no SEP. Sabe-se que variações no valor da potência ativa podem indicar mudanças no cenário de operação do SEP, tais como: mudanças no carregamento do sistema, mudanças no nível de inserção da GD ou ilhamento do sistema.

No SPA_{μg}, a faixa de variação da potência ativa indica o modo de operação do SEP: normal ou anormal. Deste modo o procedimento para o monitoramento da potência ativa é realizado conforme a seguir.

1. A partir dos valores das correntes e tensões dos relés, calcula-se a potência instantânea pela seguinte relação (AKAGI; WATANABE; AREDES, 2017):

$$p(k) = v_a(k)i_a(k) + v_b(k)i_b(k) + v_c(k)i_c(k), \quad (21)$$

em que $p(k)$ é a potência instantânea, $v_a(k)$, $v_b(k)$ e $v_c(k)$ são as tensões nas fases a , b e c , respectivamente, e $i_a(k)$, $i_b(k)$ e $i_c(k)$ são as correntes nas fases a , b e c , respectivamente.

2. Em seguida, calcula-se a variação da potência, utilizando a potência do sistema em regime como referência. Verifica-se então, se a potência apresenta alguma variação, o que pode indicar mudança de cenário de operação, conforme Equação (22):

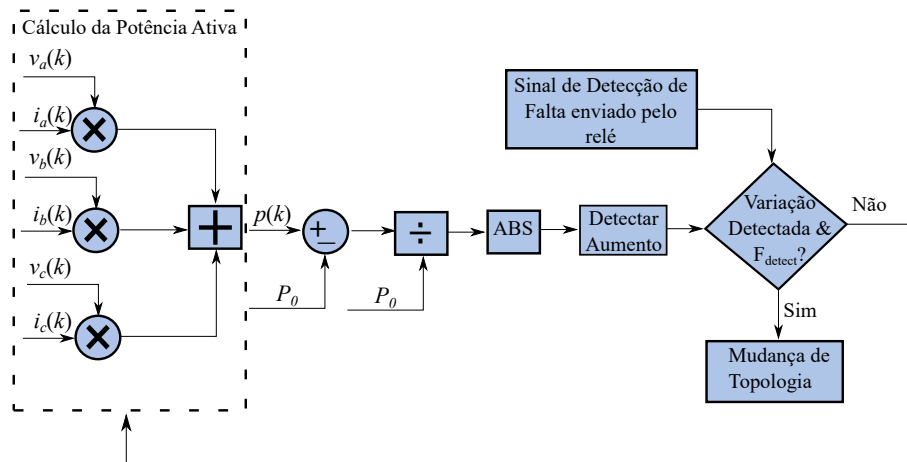
$$\Delta P = \frac{p(k) - P_0}{P_0}, \quad (22)$$

sendo ΔP a variação da potência e P_0 a potência de referência do gerador distribuído calculada em regime normal de operação do sistema. Em termos práticos, P_0 é a potência instantânea calculada no início da simulação ou quando a central de controle adaptativo é instalada no SEP.

3. Para que se consiga ter um ideia adequada da variação, o valor de ΔP deve ser mensurado. Isso é realizado inicialmente, calculando o seu valor absoluto, que será a entrada para o bloco do Simulink Detectar Aumento (*Detect Increase*). Este bloco tem a função de detectar se um valor é estritamente maior que o seu valor anterior. Caso positivo, a saída será um (1), caso contrário, será zero (0). Desse modo, não é necessário o cálculo de um limiar específico, pois aqui é avaliado o crescimento dessa variação.
4. Em situações de falta, ΔP teria uma variação considerável e o SPA μ g interpretaria isso como uma alteração no cenário de operação. Para evitar que isso ocorra, o módulo de monitoramento de sinal analógico envia o sinal de detecção de alteração apenas quando ΔP tem variação acentuada e o relé não detectou uma falta, ou seja, $F_{\text{detect}} \text{ flag}$ é igual a 0 (zero), como mostrado na Figura 13. Novas configurações são calculadas pelo A μ G, que requer como valores de entrada as correntes de *pick-up*, os pares de relés principal e de retaguarda e a corrente de curto-circuito. Esses valores devem ser recalculados a cada alteração na operação do sistema.

Esse processo é resumido no fluxograma da Figura 15.

Figura 15 – Fluxograma do monitoramento dos sinais analógicos.



Fonte: Autoria própria.

4.3 Cálculo dos Novos Ajustes

Constatado que houve mudança no SEP, é necessário tomar as providências necessárias para garantir que o sistema de proteção possa se adaptar a essa nova reconfiguração. Após detectar a alteração no cenário de operação, o SPA μ g executa três etapas essenciais de cálculo: corrente de *pick-up*, novos pares P/R e corrente de curto-circuito. Esses dados são essenciais porque servem como entradas para a execução do A μ G. Posteriormente, o SPA μ g

envia as novas configurações de proteção para os relés que o sistema está monitorando. A execução de cada etapa é detalhada nas seções seguintes.

4.3.1 Cálculo da Corrente de *Pick-up*

Na Tese, adotou-se um fator de crescimento de carga de 1,5 para o cálculo da corrente de *pick-up*, ou seja, o cenário do sistema operando abaixo de 50% de sobrecarga não é considerado falta. Uma das maneiras mais simples de obter a corrente de *pick-up* é calculando a corrente RMS obtida dos canais de relé analógico da seguinte maneira:

$$i_{\text{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{s} \sum_{a=1}^s i_a^2}, \quad (23)$$

sendo i_{RMS} a corrente RMS para um dado trecho do SEP e i_a a corrente da amostra a do sinal para um conjunto de amostras S . A partir da corrente RMS, a corrente de *pick-up* pode ser calculada por meio de (3), considerando apenas o valor mínimo da desigualdade, com α igual a 1,5. Na Tese, o sinal de corrente foi digitalizado a uma taxa de amostragem de 960 Hz, visto ser a taxa usual dos relés digitais (SCHWEITZER; HOU, 1993).

4.3.2 Cálculo dos Pares Principal e Retaguarda

Esta etapa baseia-se no fato da configuração do SDEE apresentar uma arquitetura predominantemente em formato de árvore. O procedimento adotado utiliza o conceito de nível da barra (SHIRMOHAMMADI et al., 1988):

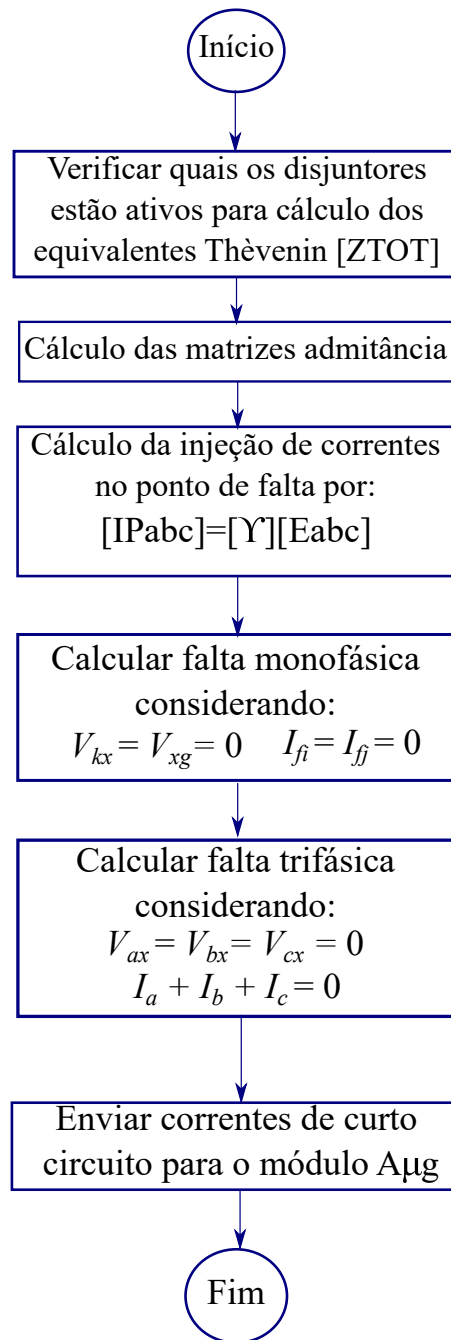
- o nível de uma barra conectada diretamente à subestação é definido como 0 (zero);
- o nível de uma barra conectada diretamente a outro nível b é definido como $b + 1$.

Desta forma, todas as barras são conectadas em níveis, sendo os valores então mapeados e armazenados no banco de dados do SPA μ g. Isso possibilita acesso a informação da localização de cada relé do sistema e a partir do conhecimento dos níveis, definem-se os pares de relés principal e retaguarda. O SPA μ g também verifica o estado dos disjuntores conectados às barras. Se o disjuntor de nível anterior for desconectado, os relés do nível seguinte serão desativados, gerando um novo banco de dados.

4.3.3 Cálculo da Corrente de Curto-Circuito

O cálculo das correntes de curto-circuito é realizado via Análise de Thévenin (KERSTING; PHILLIPS, 1990) como descrito na seção 2.7. Todo o procedimento foi programado em *function* do Simulink, conforme o fluxograma apresentado na Figura 16.

Figura 16 – Fluxograma do cálculo de curto circuito.



Fonte: Autoria própria.

Como se vê, o processo de cálculo da corrente inicia quando o SPAµg detecta mudança de cenário de operação. Com a informação dos estados dos disjuntores, verifica-se quais dos disjuntores estão ativos e conseqüentemente, quais linhas estão conectadas para o cálculo da impedância equivalente de Thèvenin [ZTOT] (seção 2.7). De posse das impedâncias equivalentes (Equação (10)), calcula-se a admitância equivalente do sistema pela Equação (11). Em seguida, calculam-se as injeções de corrente por meio da Equação (13). Por fim, escolhendo as condições de contorno, seleciona-se o tipo de falta (monofásica

e trifásica) para envio ao módulo do AμG.

4.4 Envio dos Novos Ajustes

Nesta etapa, o SPAμg envia os novos ajustes para os relés. Haja visto que os relés digitais podem ser configurados de forma *online* e com o advento das redes inteligentes combinadas com o sistema SCADA, a expectativa é de que em um futuro próximo essa tarefa torne-se trivial.

Deve-se salientar que o cálculo de novos ajustes para o relé se dá por meio do AμG, o qual requer os dados de todos os relés da cadeia, considerando o critério de coordenação como restrição do problema (ver seção 4.5.1). Assim, pode-se afirmar que a coordenação dos relés está comprovada após o cálculo dos ajustes ótimos.

4.5 Execução do AμG

4.5.1 Formulação do Problema

Resolver um problema de otimização requer a formulação do problema em estudo, o que resultará em uma função objetivo, cujo valor deve ser maximizado ou minimizado. O problema pode exigir restrições, que podem ser relações de igualdade ou desigualdade. Em 1988, [Urdaneta, Nadira e Jimenez \(1988\)](#) propuseram o uso de métodos de otimização como uma alternativa robusta ao processo analítico para resolver a coordenação de relés. Desde então, a comunidade científica tem procurado métodos que forneçam soluções cada vez mais robustas.

Na Tese, o problema de coordenação dos relés de sobrecorrente é tratado como um problema de otimização, cujo objetivo é encontrar o menor tempo de operação dos relés sem desobedecer aos critérios de coordenação e aos limites físicos dos relés. Matematicamente, as relações originais do problema de coordenação (3)-(6) foram formuladas do seguinte modo:

$$\text{minimize } \sum_{i=1}^N t_{i,l}, \quad (24)$$

$$\text{sujeito a } t_{i+1,l} - t_{i,l} \geq \text{CTI}, \quad (25)$$

$$TDS_{i,\min} \leq TDS_i \leq TDS_{i,\max}, \quad (26)$$

$$I_{\text{pickup},\min} \leq I_{\text{pickup}} \leq I_{\text{pickup},\max}, \quad (27)$$

$$k_1, k_2 = \begin{cases} \text{CR}_1 \\ \vdots \\ \text{CR}_N \end{cases}, \quad (28)$$

em que: $t_{i,l}$ e $t_{i+1,l}$ são os tempos de operação dos relés i e do relé a montante $i+1$ e para uma falta localizada em l , respectivamente; $t_{i,\min}$ e $t_{i,\max}$ são os valores mínimo e máximo dos tempos de operação do relé i , respectivamente, com base no princípio da sensibilidade e da velocidade; $I_{\text{pickup},\min}$ e $I_{\text{pickup},\max}$ são os valores mínimo e máximo da corrente de *pick-up*, respectivamente; e CR_1, \dots, CR_N são constantes que definem os tipos de curvas de tempo inverso. O parâmetro CR refere-se ao par k_1 e k_2 de (1). Isso significa que, em termos de espaço de busca, o tipo de curva pode diferir para cada relé na cadeia.

A análise das Expressões (24) a (28) mostra que as variáveis do problema são a corrente de *pick-up*, parâmetro TDS e o tipo de curva. Nesse ponto, é necessário fazer as seguintes afirmações:

- A corrente de *pick-up* é normalmente usada como uma variável de sensibilidade para estabelecer um valor ótimo de corrente, para que possa atender da melhor maneira aos critérios da Inequação (3). No entanto, entende-se que, ao usar o valor mínimo da corrente de *pick-up* fornecido pela Inequação (3), a proteção é a mais sensível possível.
- A curva da característica de operação do relé depende do fabricante e pode ter até 13 curvas diferentes. Geralmente, a literatura usa apenas uma forma de curva (a maioria dos trabalhos usa a curva NI) (IBRAHIM et al., 2016; CHABANLOO; SAFARI; ROSHANAGH, 2018; URDANETA; NADIRA; JIMENEZ, 1988). No entanto, isso pode diminuir a flexibilidade da resposta, pois ignorar soluções pode fazer com que muitos ótimos globais sejam negligenciados.

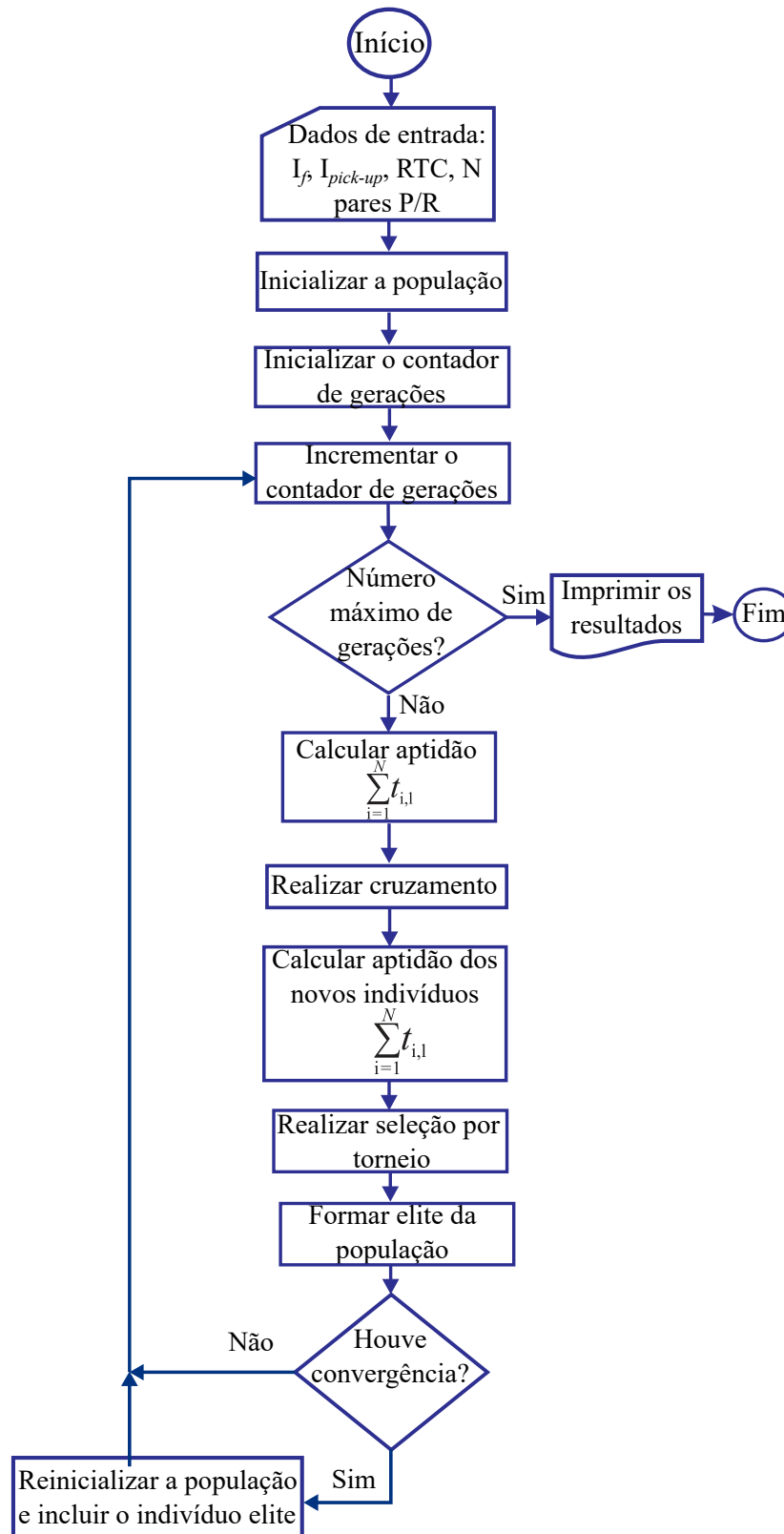
Assim, nesta Tese, as variáveis do problema são o parâmetro TDS e a curva característica (tipo de curva) do relé, sendo a corrente de *pick-up* considerada de valor constante. O fato do tipo de curva (k_1 e k_2) e do parâmetro TDS serem considerados variáveis, resulta em um problema de otimização não linear com muitas possibilidades de configurações do relé e conseqüentemente, em um espaço de busca grande.

É importante destacar que: a) cada um dos tempos de operação das Expressões (24) e (25) são dados pela Equação (1); b) A Expressão (24) refere-se ao critério de velocidade do sistema de proteção, ou seja, quanto mais rápido o relé da zona de proteção principal atuar, melhor será a solução; c) A Inequação (25) visa garantir a coordenação entre os relés de sobrecorrente.

Para resolver o problema de otimização, aplicou-se um AuG, conforme o algoritmo apresentado a seguir.

Algoritmo

1. Leitura dos dados de entrada: corrente de falta (I_f), corrente de *pick-up* (I_{pickup}), o

Figura 17 – Coordenação de relés de sobrecorrente via A μ G.

Fonte: Autoria própria.

parâmetro RTC, número total de relés (N) e os pares de relés (par principal e de

retaguarda - P/R).

2. Inicialização da população (n_{pop}): adotou-se n_{pop} igual a 15.
3. Inicialização do *loop* da geração: o valor da função objetivo ($\sum_{i=1}^N t_{i,l}$) de cada indivíduo é calculado. O valor obtido corresponde a um indicativo da aptidão do indivíduo ao problema.
4. Execução da operação de cruzamento: adotou-se um fator de crescimento de 100%. Considerando n_{pop} igual a 15 após o cruzamento, 16 indivíduos são adicionados à população inicial. Isso resulta em n_{pop} igual a 31.
5. Cálculo das funções objetivo dos novos indivíduos.
6. Em seguida, realiza-se a operação de torneio, no qual os indivíduos são selecionados aleatoriamente da população e destes, o mais apto é selecionado. Em seguida, são eliminados os 16 indivíduos da população, resultando numa população de n_{pop} igual a 15 indivíduos.
7. Da população restante, o indivíduo com menor função objetivo é guardado para preservação da sua informação (elitismo).
8. Análise da convergência: na Tese, a homogeneidade da função objetivo foi utilizada como critério de convergência, conforme Inequação (29):

$$\frac{FO_{\min}}{FO_{\max}} \geq 0,95, \quad (29)$$

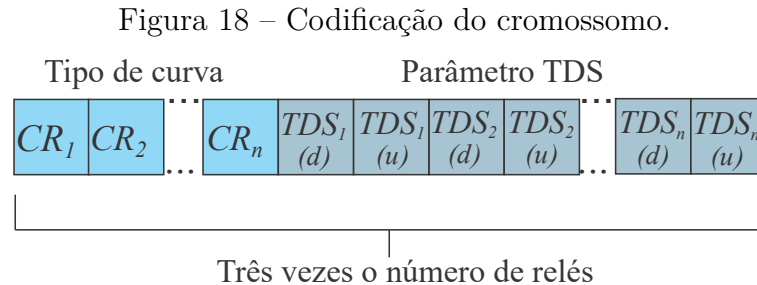
sendo FO_{\min} e FO_{\max} os valores mínimo e máximo da função objetivo da população final n na geração m , respectivamente. Se a proporção for maior ou igual a 0,95, reinicializa-se a população com n_{pop}-1 indivíduos e o indivíduo de elite. Senão, mantém-se a população inalterada. Isso evita que a população se torne homogênea, 95% de similaridade entre as FO mantém um número balanceado de reinicializações (ONGSAKUL; TIPPAYACHAI, 2002).

9. Análise do contador de geração: adotou-se o valor máximo de 800 gerações ($G_{\max} = 800$).

Se uma solução não corresponder às restrições do problema, uma penalidade será adicionada à função objetivo.

Quanto à codificação, inferiu-se que apesar de existirem dois parâmetros para os tipos de curvas, estes são valores tabelados, podendo ser associados a um número inteiro que corresponde aos parâmetros tabelados. O parâmetro TDS é um valor de 0,05 a 1, sendo mais adequada uma representação por valores inteiros de 4 a 99, e posteriormente

convertido para o formato original. Assim, adotou-se uma codificação decimal, na qual o cromossomo possui uma dimensão igual a três vezes o número de relés a serem coordenados (Figura 18), sendo:



Fonte: Autoria própria.

- A primeira parte do cromossomo (genes iguais ao número de relés) representando o tipo de curva do relé, que pode variar entre 1 e 3, representando as características do relé IEC abordadas (STANDARD, 1976);
- A segunda parte do cromossomo (genes iguais ao dobro do número de relés) representando o parâmetro TDS, que pode variar de 0,05 a 1 para os tipos de curvas IEC (MANUAL, 2003). Na codificação decimal, cada cromossomo varia de 0 a 9, de modo que, para cada dois genes, o primeiro representa as dezenas e o segundo representa as unidades.

Cada parâmetro do ApG tal como n_{pop} , G_{max} , taxa de cruzamento e codificação, foi testado exaustivamente, procurando estabelecer um equilíbrio entre boa convergência e rápido tempo de execução.

Consideração em caso de coordenação relé-fusível

Em caso de existirem fusíveis protegendo as laterais do sistema, fato usual nos SDEE, deve ser aplicada a Inequação (7) como restrição ao problema:

$$t_{i+1,l} - t_{fusível} \geq 0,2, \quad (30)$$

sendo $t_{fusível}$ o tempo de atuação do elo fusível.

4.6 Síntese do Capítulo

Neste capítulo apresentou-se o sistema de PA proposto, denominado do SPA μ g, o qual considera o *status* atual dos relés digitais que podem fornecer dados de forma *online* para processamento e tomada de decisão. O SPA μ g é dividido em dois módulos:

monitoramento e cálculo de novos ajustes. No monitoramento os sinais digitais e analógicos fornecidos pelos relés são considerados como referências para fornecerem um diagnóstico do estado do sistema e identificar se o SDEE necessita de novos ajustes. O módulo de cálculo de novos ajustes processa os dados obtidos *online* e apresentar novos ajustes para os relés digitais do sistema. Portanto, o SPA μ g utiliza dados factíveis de serem obtidos nos SDEE reais e ao utilizar dois dados para monitoramento, garante a sensibilidade para detectar mudanças na configuração do sistema. Por fim, ao utilizar o A μ G para realizar a coordenação ótima, assegura ajustes ótimos, além de apresentar uma boa convergência, sem atrasos excessivos no processamento.

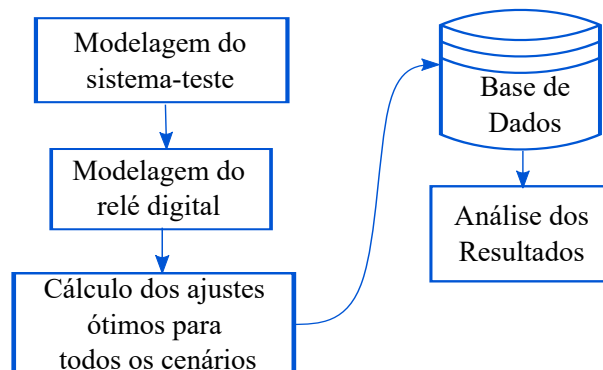
Materiais e Métodos

Este capítulo apresenta a metodologia elaborada para validação do SPA μ G.

5.1 Metodologia

Para avaliar o desempenho do SPAug, elaborou-se a metodologia apresentada resumidamente na Figura 19 e detalhada a seguir. Todas as etapas de programação foram realizadas na plataforma Simulink/MATLAB[®].

Figura 19 – Metodologia desenvolvida.



Fonte: Autoria Própria

5.2 Sistema-Teste

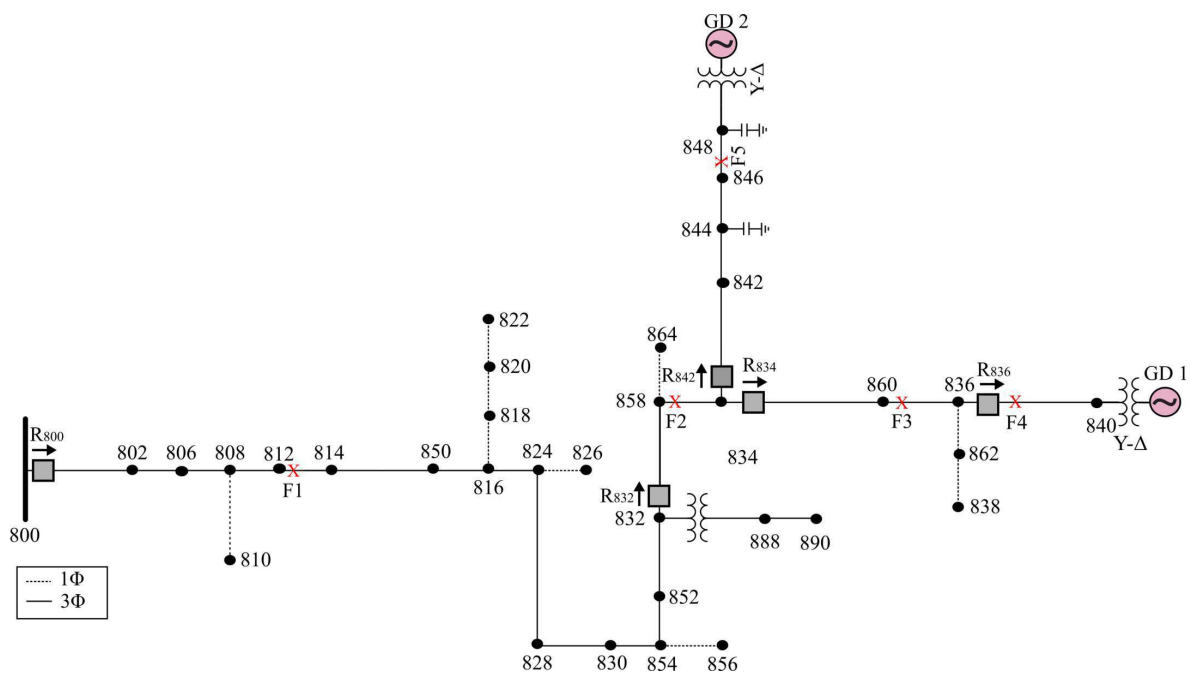
O sistema selecionado foi o sistema-teste IEEE 34 nós, o qual tem sido largamente utilizado pela comunidade científica para estudos relacionado com os SDEE (KERSTING, 1991). Este é um alimentador primário de 24,9 kV, o qual é caracterizado por ser muito longo e levemente carregado, possui cargas desequilibradas com as mais diversas configurações

(delta, estrela, distribuídas, concentradas, modelagem potência constante, impedância constante e corrente constante), capacitores em derivação (KERSTING, 1991). O sistema foi modificado para atender aos objetivos deste estudo da seguinte forma:

- Inserção de dois geradores distribuídos de 200 kVA cada um nos nós 840 e 848;
- Inserção de relés nos nós 800, 832, 834, 836 e 842;
- A presença de reguladores de tensão não foi considerada.

Todas essas modificações são apresentadas na Figura 20. As relações de transformação dos TC adotado estão apresentadas na Tabela 3. Os valores das relações de transformação foram baseadas nas correntes de regime permanente do IEEE 34 nós, os quais podem ser consultadas em Feeders (Acessado em 10-07-2020) e também nas modificações ocasionadas pela GD.

Figura 20 – Sistema IEEE 34 nós (modificado).



Fonte: Adaptado de Kersting (1991)

Tabela 3 – Relação dos TC.

Nó	800	832	834	836	842
RTC	75/5	75/5	75/5	40/5	40/5

É importante destacar que os geradores distribuídos foram modelados como máquinas síncronas e são idênticos, com capacidade de 200 kVA, tensão nominal de 13,8 kV e conectados ao sistema através de um transformador Δ-Y 210 kVA. Os parâmetros dos

geradores são apresentados na Tabela 4 e foram adaptados de [MathWorks \(Acessado em 10-08-2018\)](#).

Tabela 4 – Parâmetros dos geradores distribuídos.

Geradores Distribuídos			
$S = 210$ kVA	$f = 60$ Hz	$V_n = 13800$ V	
$X_d = 1,305$ pu	$X_d' = 0,296$ pu	$X_d'' = 0,252$ pu	$X_q = 0,474$ pu
$X_q'' = 0,243$ pu	$X_l = 0,18$ pu	$T_d' = 1,01$ s	$T_d'' = 0,053$ s
$T_{q0}'' = 0,1$ s	$H = 3,2$ s		

Fonte: Adaptado de [MathWorks \(Acessado em 10-08-2018\)](#)

Para os estudos com potência variável, inseriu-se no nó 848 uma fonte fotovoltaica de 100 kW conectado ao sistema por meio de um conversor *boost* e um conversor VSC de três níveis. Para calcular o MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), utilizou-se o modelo disponível no Simulink usando a técnica *Perturb & Observe*. O modelo ([MATHWORKS, Acessado em 10-07-2020](#)) contém os seguintes componentes:

- Conjunto fotovoltaico que fornece no máximo 100 kW a irradiação solar de 1000 W/m²,
- Conversor *boost*,
- VSC trifásico de 3 níveis,
- Transformador de acoplamento trifásico de 100 kVA 260 V/24,9 kV.

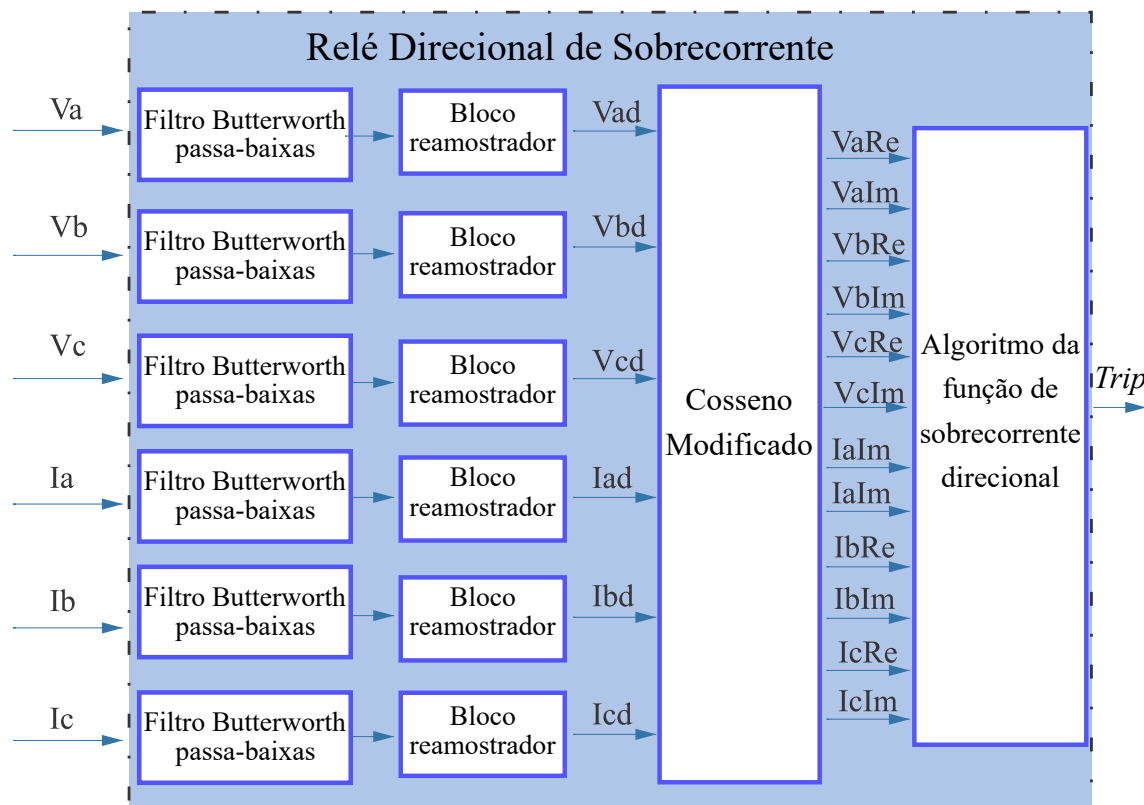
O processo de instalação dos relés considerou o fato usual da instalação de um relé na subestação (R_{800}). Considerou-se ainda, a instalação de relés para proteger as seções com GD (R_{842} e R_{836}) e a instalação de dois relés adicionais ao longo do alimentador, visando fornecer retaguarda dos relés que protegem as seções contendo GD, de modo a assegurar a coordenação e desconexão das menores seções possíveis do alimentador, garantindo assim, a seletividade. O estudo não considerou os relés nos pontos de acoplamento da GD, como fazem alguns trabalhos da literatura ([KUMAR; SRINIVASAN; REINDL, 2015](#))

5.3 Modelagem do relé digital

A etapa de modelagem do relé digital foi realizada conforme a arquitetura clássica dos relés digitais ([PHADKE; THORP, 2009](#)), isso em virtude do Simulink não dispor de modelos de relés. O processo foi realizado usando uma combinação de blocos disponíveis no Simulink com o desenvolvimento de funções utilizando o bloco *S-Function*, que emula funções desenvolvidas pelo usuário na linguagem de programação C/C++ ou linguagem

MATLAB® e que atua normalmente, com outros blocos do Simulink. A arquitetura do relé é mostrada na Figura 21. Conforme se vê, o relé é constituído dos seguintes blocos:

Figura 21 – Modelagem do relé digital.



Fonte: Autoria Própria

Filtro Butterworth Passa-Baixas: filtra os componentes de alta frequência conforme o Teorema de Nyquist. Utilizou-se um filtro Butterworth passa-baixas de ordem 2, muito utilizado em proteção (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007), com frequência de corte de 180 Hz. Este bloco integra a biblioteca do Simulink.

Bloco Reamostrador: converte os sinais para o formato digital, com frequência de amostragem de 960 Hz, ou seja, 16 amostras por ciclo, valor usualmente em proteção, pois assegura o compromisso entre velocidade de processamento e precisão. Este bloco integra a biblioteca do Simulink.

Cosseno Modificado: bloco programado via *S-function*, tendo como função, estimar os fasores de tensão e corrente, os quais serão avaliados pelo algoritmo de proteção, que neste caso é o de sobrecorrente. Existem outros métodos que utilizam a estimação de fasores, porém o cosseno modificado é um dos mais difundidos pela literatura, devido à sua eficácia e baixo esforço computacional.

Algoritmo de Proteção: programado com a *S-function*, tem como função emular a função de sobrecorrente direcional de tempo inverso de um relé real (NASCIMENTO; BRITO;

(SOUZA, 2018; LOPES et al., 2017). Tem como entrada os valores de tensão e corrente no formato fasorial retangular. A saída é o sinal de *trip* para o para o disjuntor.

5.4 Base de Dados

Para avaliar o desempenho do SPA μ g, construiu-se a base de dados apresentada na Tabela 5. Análises comparativas foram realizadas entre o SPA μ g com o Sistema de Proteção Convencional (denominado de SPC) e um Sistema de Proteção Adaptativa baseado em AG tradicional (denominado de SPAag).

Tabela 5 – Base de Dados.

Variáveis de Simulação	Descrição	Número de Casos
Tipo de falta	AT, BT, CT, AB, BC, CA, ABT, BCT, CAT, ABC, ABCT	11
Resistência de falta	0 Ω , 1 Ω , 5 Ω and 10 Ω	4
Localização	F1, F2, F3, F4 and F5	5
Cenário	1 (GD1 e GD2 conectados), 2 (apenas GD2 conectado), 3 (GD1 e GD2 desconectados)	3
Sistema de proteção	SPC, SPA μ g, SPAag	3
Total		1980

Os valores de resistência de falta utilizados basearam-se em valores adotados na literatura (MAHAT et al., 2011; Zeineldin et al., 2015).

5.5 Cálculo dos Valores Ótimos

Os três cenários de operação foram construídos com base na quantidade de geradores distribuídos com o SPC projetado para proteger a topologia do cenário 1. Vale a pena destacar a importância do uso do SPC, visto que ele foi usado como sistema de referência. Para um sistema típico, o SPC geralmente é projetado para apenas um cenário de operação, pois tem como característica o fornecimento de ajustes fixos e predeterminados. De acordo com a literatura, normalmente o tipo de curva C1 (NI) é escolhido e os valores do parâmetro TDS são calculados a partir dele (ANDERSON, 1999), resultando nas configurações da Tabela 6.

O objetivo era que o SPA μ g fornecesse ajustes ótimos de relé para cada cenário de operação. É necessário calcular as configurações ideais do relé para todos os cenários de operação no caso do A μ G e do AG. Para o SPC, as configurações do relé foram calculadas para apenas uma situação (cenário), de acordo com a filosofia do SPC, projetada para o cenário 1. Todos esses valores calculados são apresentados na Tabela 6. Para um processador AMD PRO A10-8770E R7, 10 COMPUTE COLORS 4C + 6G 2,8 GHz e 8 GB de RAM, o tempo de execução do AG foi de 8,736222 s, e o A μ G foi de 1,499842 s. Todo o processamento foi realizado usando a plataforma *Simulink*/MATLAB[®], que apresenta a desvantagem da baixa velocidade de processamento.

Tabela 6 – Valores ótimos para os cenários simulados.

Cenário	Ajuste	Método de Coordenação	TC_{800}	TDS_{800}	TC_{832}	TDS_{832}	TC_{834}	TDS_{834}	TC_{836}	TDS_{836}	TC_{842}	TDS_{842}	FO
1	Fase	ApG	EI	0,12	NI	0,15	MI	0,12	EI	0,05	EI	0,05	2,1049
		AG	EI	0,12	NI	0,15	MI	0,12	EI	0,05	EI	0,05	2,1049
		PC	NI	0,19	NI	0,16	NI	0,12	NI	0,05	NI	0,05	–
	Terra	ApG	MI	0,56	EI	0,80	NI	0,12	EI	0,05	EI	0,05	1,8340
		AG	EI	0,94	MI	0,43	NI	0,12	EI	0,11	EI	0,05	1,7750
		PC	NI	0,33	NI	0,25	NI	0,16	NI	0,05	NI	0,05	–
2	Fase	ApG	EI	0,12	MI	0,13	MI	0,35	EI	0,05	EI	0,05	1,7260
		AG	EI	0,12	MI	0,13	MI	0,35	EI	0,11	EI	0,05	1,7300
	Terra	ApG	MI	0,60	MI	0,45	NI	0,18	EI	0,05	EI	0,05	1,7657
		AG	MI	0,59	EI	0,91	NI	0,18	EI	0,05	EI	0,05	1,7362
3	Fase	ApG	MI	0,20	MI	0,17	MI	0,31	EI	0,05	EI	0,05	1,8182
		AG	EI	0,11	MI	0,12	EI	0,52	EI	0,05	EI	0,05	1,6972
	Terra	ApG	MI	0,64	MI	0,52	MI	0,81	EI	0,05	EI	0,05	1,6979
		AG	MI	0,81	MI	0,67	NI	0,18	EI	0,05	EI	0,05	1,7887

5.6 Síntese do Capítulo

Este capítulo apresentou a metodologia elaborada para análise do desempenho do SPA μ g. Todas as etapas foram detalhadas, o que incluiu o sistema-teste, os *softwares* utilizados, a descrição da modelagem dos componentes necessários para simulação. Adicionalmente, apresentou-se a construção da base de dados dos casos simulados para comprovação do desempenho do SPA μ g.

Análise dos Resultados

Apresentação e análise dos resultados são objeto deste capítulo. Haja vista a grande quantidade de resultados obtidos, selecionaram-se os considerados mais relevantes para discussão. Todos os demais entretanto, foram contemplados nas análises estatísticas realizadas.

6.1 Validação do A μ G

O código do A μ G programado foi validado comparando os seus resultados com os do AG tradicional e com o método da busca exaustiva, também conhecido como enumeração completa, que investiga todas as soluções possíveis do espaço de busca, fornecendo ao final do processo, a solução ótima. Conforme já apresentado, as variáveis do problema são:

- O parâmetro TDS, que pode assumir noventa e cinco valores (0,05-1,00, codificados em 5 a 100).
- O tipo de curva característica, que pode assumir três valores (1, 2 e 3).

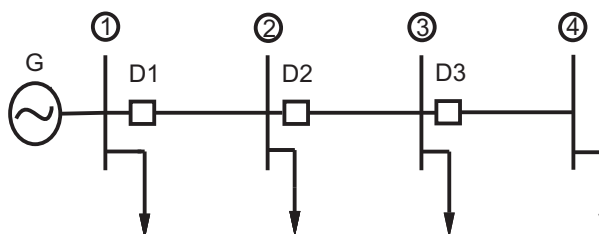
Assim, a dimensão do espaço de busca referente a um único relé é igual a trezentos (3×100), para N relés, o espaço de busca será de $(3 \times 100)^N$.

Para validar o código do A μ G, restringiu-se o problema de modo que se pudesse aplicar o método da busca exaustiva. Para isso, a codificação do parâmetro TDS foi realizada variando de 0 a 9, o que corresponde à quantidade de curvas originais dos relés temporizados (MASON, 1956; MANUAL, 2003). Logo, o espaço de busca que era de $(3 \times 100)^N$ agora passa a ser de $(3 \times 10)^N$, resultando em redução significativa do espaço de busca.

6.1.1 A μ G versus Método da Busca Exaustiva

Nesta etapa do estudo, utilizou-se o sistema mostrado na Figura 22, o qual baseou-se no sistema utilizado por Souza et al. (2016), cujos dados são apresentados na Tabela 8. Para o A μ G, considerou-se tamanho da população igual a 15, número de gerações igual a 800 e taxa de crescimento igual a 100 %. Apesar de ser uma técnica bem antiga, não existem critérios metodológicos que estabeleçam alguns parâmetros críticos para os AG e variantes, tais como o tamanho da população, os mecanismos de seleção ou os valores de taxas de cruzamento e mutação. Assim, na prática, a escolha desses parâmetros é realizada de forma empírica (GUERRERO; SUÁREZ; GUDWIN, 1999).

Figura 22 – Sistema de quatro barras.



Fonte: Autoria Própria

Tabela 7 – Dados do problema.

Falta na barra	1	2	3
Corrente máxima de falta (A)	962,0	927,0	893,0
RTC	80:1	60:1	60:1
I_{pickup} (A)	4,0	5,0	4,5
Relé de retaguarda	–	1	2

Em relação à convergência do algoritmo, adotaram-se épocas de oitocentas geração. Considerou-se que o algoritmo convergiu, se pelo menos 50% dos valores de dez épocas são iguais. Esse critério serve como um parâmetro para avaliar sua eficácia.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 8, na qual cada linha apresenta o resultado final de cada época, o melhor indivíduo, a função objetivo (FO) e a geração em que o processo convergiu. Conforme se vê, para este problema de espaço de busca reduzido, dos dez resultados, dez foram iguais ao método da busca exaustiva.

6.1.2 A μ G versus AG

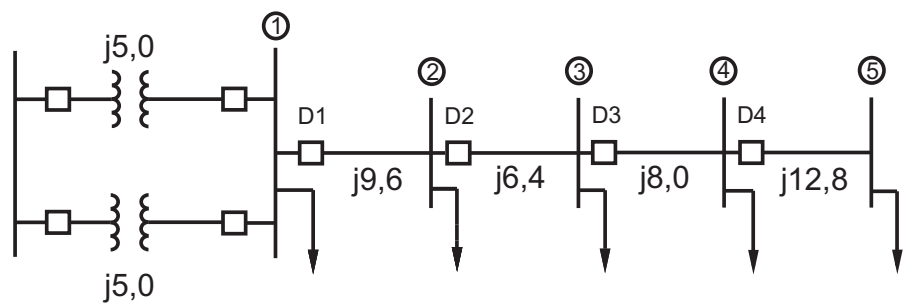
Para essa etapa, utilizaram-se os dados apresentados na Tabela 9, referente a um sistema-teste de 5 barras (STEVENSON, 1974).

Para avaliar a eficiência, comparou-se o A μ G com o AG tradicional. Os dados utilizados para o A μ G são os mesmos desta seção e do AG foram os seguintes: tamanho

Tabela 8 – Busca exaustiva *versus* A μ G

Método da Busca exaustiva			
FO	Indivíduo		
0,93343	2 2 3 8 4 1		
A μ G			
Época	Indivíduo	FO	Geração
1	2 2 3 8 4 1	0,93343	1 ^a
2	2 2 3 8 4 1	0,93343	189 ^a
3	2 2 3 8 4 1	0,93343	201 ^a
4	2 2 3 8 4 1	0,93343	104 ^a
5	2 2 3 8 4 1	0,93343	141 ^a
6	2 2 3 8 4 1	0,93343	24 ^a
7	2 2 3 8 4 1	0,93343	64 ^a
8	2 2 3 8 4 1	0,93343	102 ^a
9	2 2 3 8 4 1	0,93343	79 ^a
10	2 2 3 8 4 1	0,93343	237 ^a

Figura 23 – Sistema de cinco barras.



Fonte: Adaptado de [Stevenson \(1974\)](#)

Tabela 9 – Dados do problema

Falta na barra	1	2	3	4
Corrente máxima de falta (A)	315,0	316,5	309,6	363,3
RTC	75/5	75/5	75/5	75/5
I_{pickup} (A)	5,7	3,3	1,8	1,0
Relé de retaguarda	X	1	2	3

da população inicial igual a 250, número de gerações igual a 400, taxa de crescimento igual a 0,25 e taxa de mutação igual 0,05 ([SOUZA; SOUZA, 2016](#)). É importante destacar que existem diferenças quanto aos parâmetros de cada algoritmo (ver seção 2.8). Ambos algoritmos foram executados na mesma máquina: um processador Intel Core i5 1600 MHz.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 10, na qual estão exibidas as épocas, os tempos de processamento por época, os indivíduos finais com suas respectivas funções objetivo e as gerações que os algoritmos convergiram. Como se vê, o melhor cromossomo com sua respectiva função objetivo esteve presente em 60 % das épocas, sendo

as 40 % restantes apresentando resultados muito próximos, o que comprova a eficácia do algoritmo.

Tabela 10 – AG versus AμG

$t_{execução}(s/época)$	AμG			AG		
	0,778051			1,336420		
Época	Indivíduo	FO	Geração	Indivíduo	FO	Geração
1	2 3 2 3 2 0 3 2 3 0 0 5	2,0536	432 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 1 0 1	2,1168	78 ^a
2	2 3 2 3 2 1 3 2 3 0 0 5	2,1042	609 ^a	2 2 2 3 2 1 2 7 3 1 0 1	2,1427	319 ^a
3	2 3 2 3 2 0 3 2 3 0 0 5	2,0536	505 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 1 0 1	2,1168	145 ^a
4	2 3 2 3 2 0 3 2 3 0 0 5	2,0536	507 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 1 0 1	2,1168	134 ^a
5	2 2 2 3 2 0 2 6 3 0 0 5	2,0540	463 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 1 0 1	2,1168	108 ^a
6	2 3 2 3 2 0 3 2 3 0 0 5	2,0536	598 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 1 1 0	2,1293	257 ^a
7	2 3 2 3 2 0 3 3 3 0 0 5	2,0743	688 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 1 0 1	2,1168	86 ^a
8	2 3 2 3 2 0 3 2 3 0 0 5	2,0536	305 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 1 0 1	2,1168	139 ^a
9	2 3 2 3 2 0 3 2 3 0 0 5	2,0536	553 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 0 0 1	2,1042	58 ^a
10	2 2 2 3 2 0 2 6 3 0 0 5	2,0540	466 ^a	2 3 2 3 2 1 3 2 3 1 0 1	2,1168	154 ^a

Ao final, constatou-se que:

- Em termos de convergência, o AG foi um pouco superior, pois apresentou sete épocas iguais, enquanto o AμG apenas seis épocas.
- Em termos de tempo de processamento, o AμG foi superior, visto que foi mais rápido cerca de 0,56 s.
- Em relação ao valor da função objetivo, o AμG obteve o menor valor.

Como nas aplicações de PA o tempo de processamento é um parâmetro crucial então, um valor subótimo pode ser considerado suficiente. Ou seja, em caso de mudança em cenário de operação, o processamento da PA na reconfiguração de ajustes baseada em AG, será mais demorado. Porém, como este vai apresentar resultados melhores, em caso de falta, os relés com ajustes calculados pelo AG atuarão mais rápido.

6.2 Estudos de Caso

Apesar da grande quantidade de casos simulados, selecionaram-se quatro casos para serem analisados detalhadamente. Nos casos apresentados, procurou-se variar tipo, resistência e local de falta, com o objetivo de mostrar que o sistema proposto não é afetado por estas variações de condições de distúrbios.

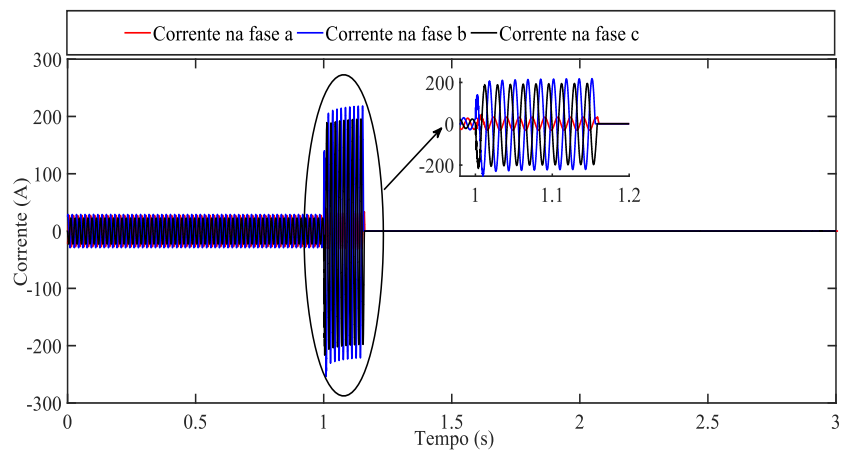
Os três primeiros casos são situações subsequentes, com o objetivo de destacar que a proteção convencional, à medida que ocorre mudança de cenário, não vai conseguir proteger o sistema, a menos que sejam revistos seus ajustes a cada mudança de cenário com GD. O último caso tem o intuito de destacar a potência como métrica de avaliação de mudança de cenário de operação.

6.2.1 Cenário 1 (GD1 e GD2 conectados)

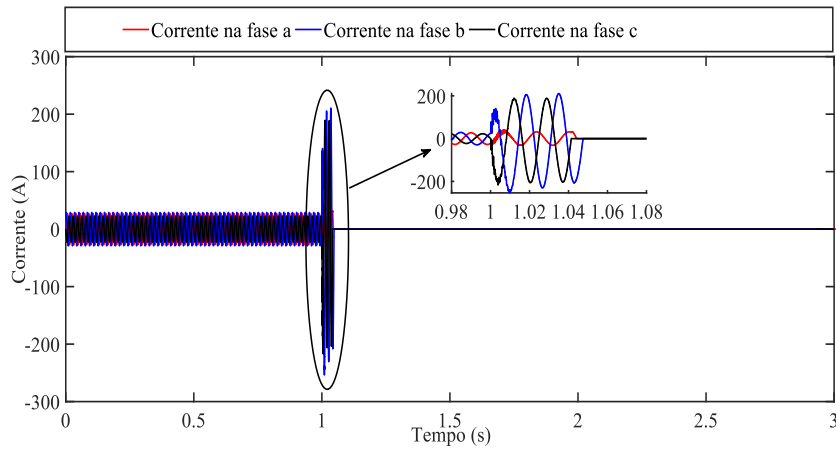
Nesse cenário, foram conectados GD1 e GD2 (ver Figura 20), totalizando uma potência de 400 kVA. Como os geradores foram modelados como máquina síncrona, espera-se que tenham uma contribuição significativa no momento da falta. Considerou-se que, eles não são desconectados em caso de ocorrência da falta, mas a PA é proposta como uma estratégia para manter esses sistemas conectados ao SDEE sem causar danos significativos. A expectativa era que o SPC operasse corretamente, porém com os sistemas adaptativos apresentando os melhores resultados, visto que devem fornecer ajustes ótimos.

O processo de simulação consistiu em aplicar faltas a todos os locais (Tabela 5). Para análise, selecionou-se o caso de uma falta ABT aplicada em F5 em 1,0 s com uma resistência de falta de 0Ω . Os resultados obtidos são apresentados na Figuras 24 e 25. Os sinais de *trip* de todos os relés foram apresentados visando verificar se a coordenação e a direcionalidade destes equipamentos estão funcionando.

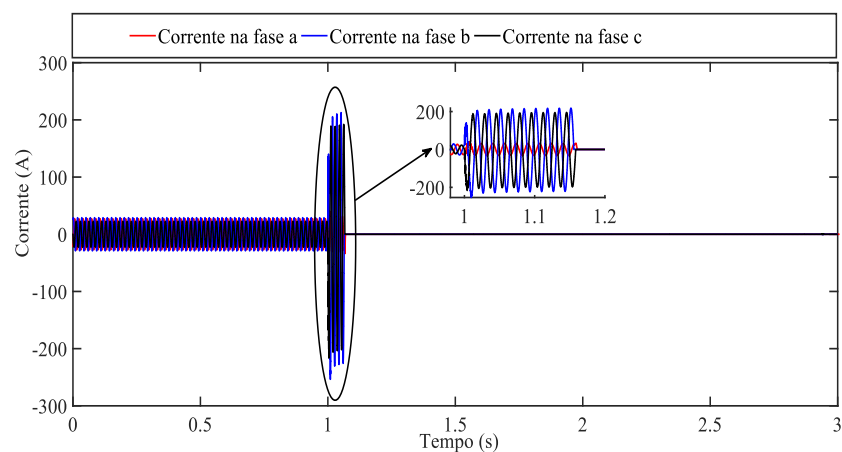
Figura 24 – (a) Sinais de corrente de R_{842} (SPC); b) Sinais de corrente de R_{842} (SPAag); (c) Sinais de corrente de R_{842} (SPA μ g).



(a)

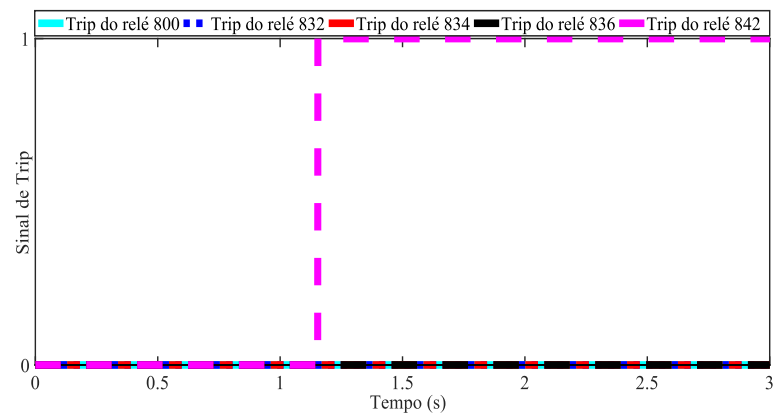


(b)

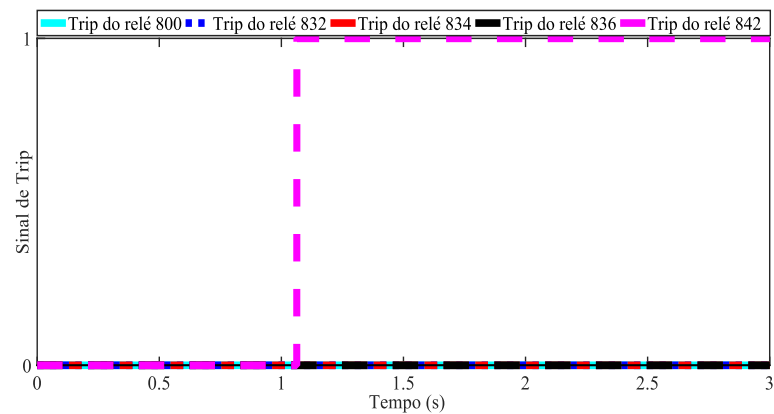


(c)

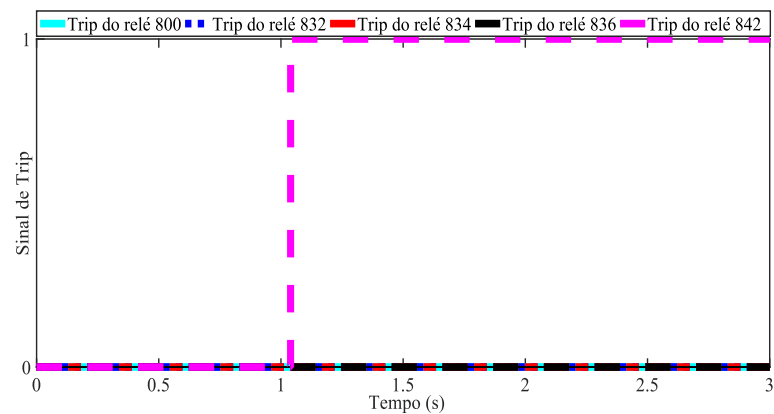
Fonte: Autoria própria.

Figura 25 – (a) *Trip* dos relés (SPC); (b) *Trip* dos relés (SPAag); (c) *Trip* dos relés (SPA μ g).

(a)



(b)



(c)

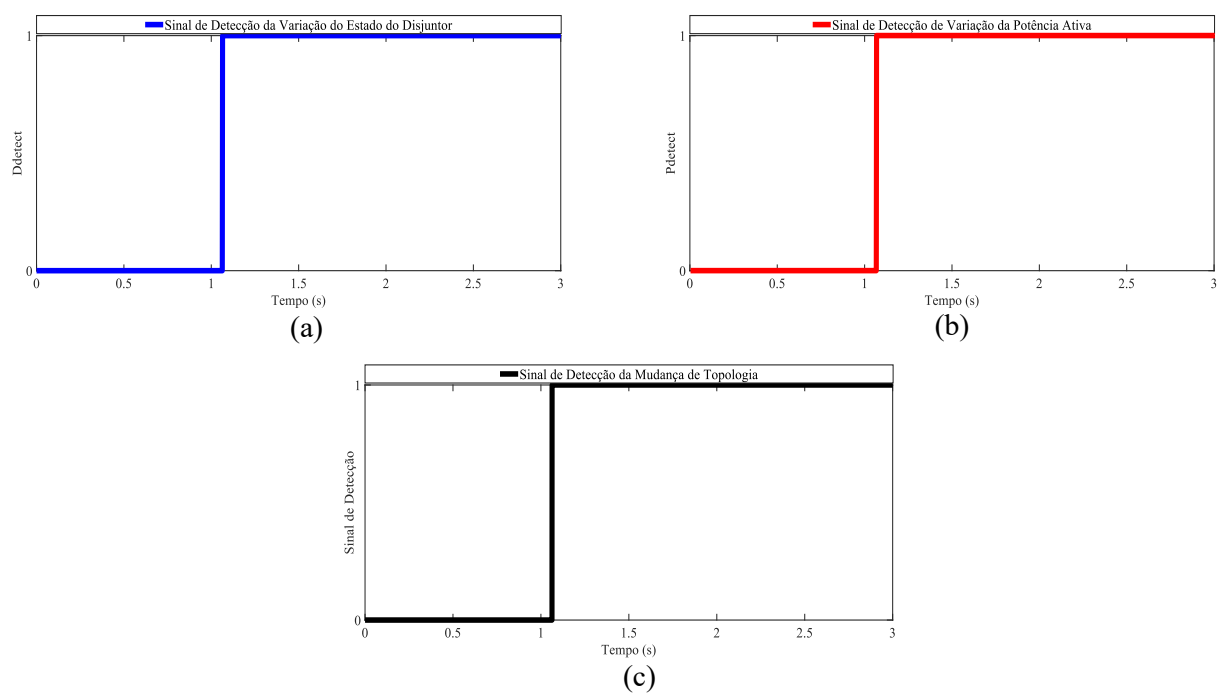
Fonte: Autoria própria.

Constatou-se desempenho correto de todos os métodos, visto que como esperado, o relé R_{842} atuou, eliminado a falta. O tempo de atuação do SPC foi de 0,154 s (Figura 25(a)), enquanto do SPAag foi de 0,040 s (Figura 25 (b)) e do SPA μ g foi de 0,064 s (Figura 25(c)), ou seja, uma diferença de 1,44 ciclos para o SPAag e 5,4 ciclos para o SPC, que

é um valor significativo em termos de proteção. Um fato importante a ser considerado é o seguinte: como a unidade 51 do relé é geralmente usada como proteção de retaguarda, seus tempos de operação são naturalmente mais lentos do que uma proteção instantânea de sobrecorrente direcional (ANSI 50/67).

Quanto ao sistema de monitoramento do SPA μ g (Figura 26), constatou-se que tanto o monitoramento da potência ativa quanto o estado dos disjuntores identificaram corretamente a mudança de topologia, o que aumenta a confiabilidade ao SPA μ g.

Figura 26 – (a) Sinais de detecção da variação do estado do disjuntor do SPA μ g; (b) Sinais de variação da potência ativa do SPA μ g; (c) Detecção de variação de topologia.

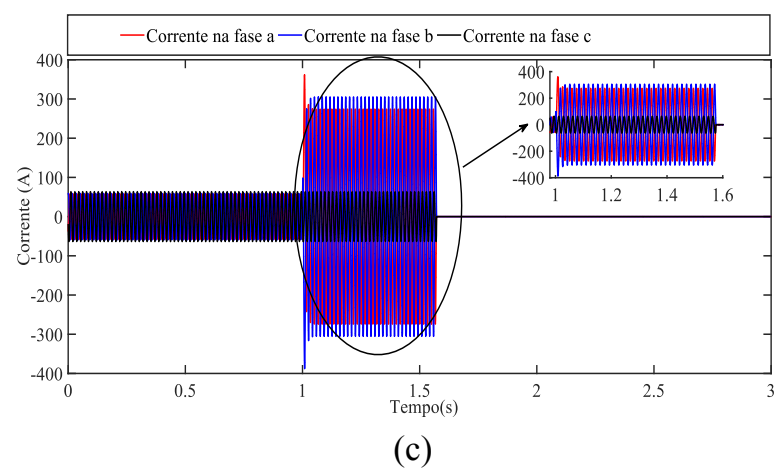
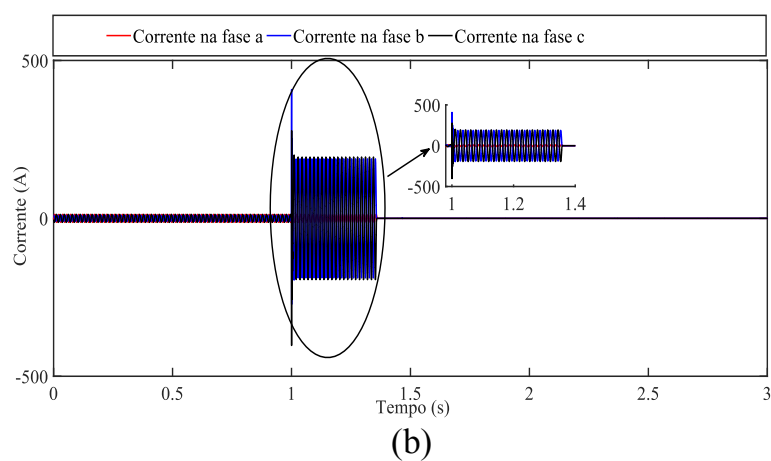
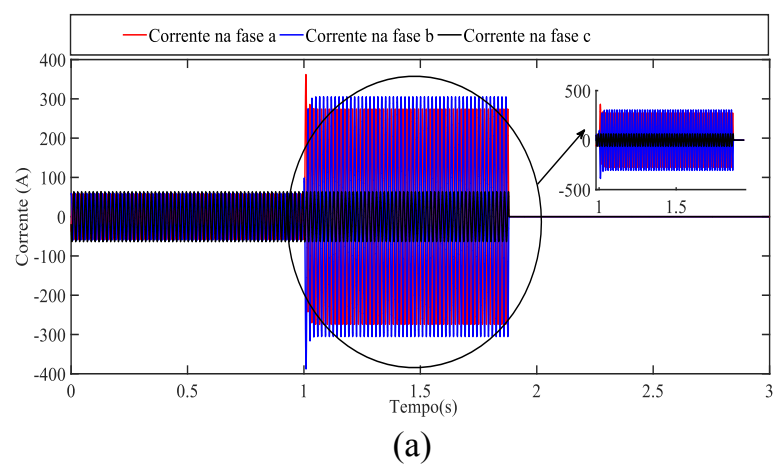


Fonte: Autoria própria.

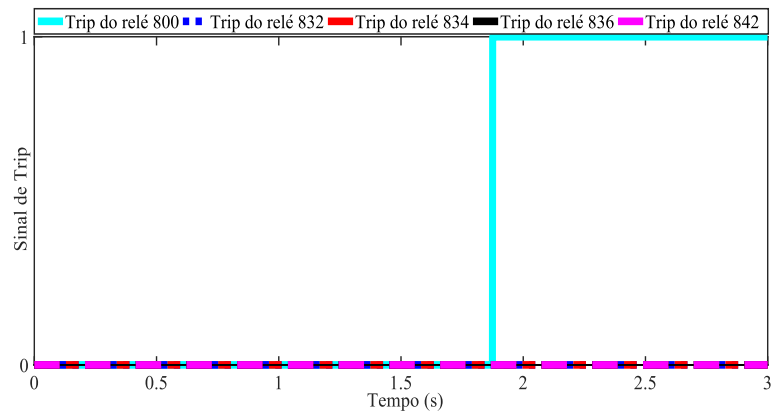
6.2.2 Cenário 2 (apenas GD2 conectado)

Nesse cenário, o GD1 foi desconectado, de modo que a inserção da GD foi de apenas 200 kVA. Para análise, selecionou-se o caso de uma falta BC aplicada em F1 em 1,0 s com resistência de falta de 10 Ω . Os resultados obtidos são apresentados na Figura 27. Como se vê, os relés dos três sistemas de proteção operaram corretamente, com o SPC operando em 0,897 s, o SPAag 0,422 s e o SPA μ g em 0,548 s, o que significa uma diferença de 7,56 ciclos para o SPAag e uma diferença significativa de 20,9 ciclos para SPC, o que demonstra a superioridade do uso de ajustes de proteção adaptativos otimizados. No entanto, em termos de velocidade de processamento, o A μ G é mais rápido que o AG.

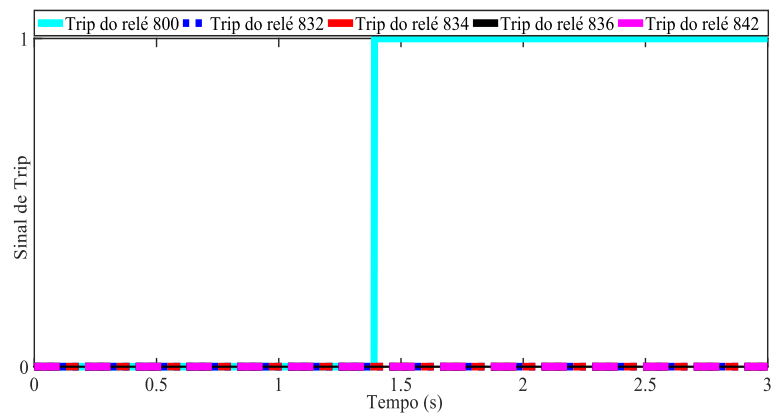
Figura 27 – (a) Sinais de corrente de R_{800} (SPC); (b) Sinais de corrente de R_{800} (SPAag); (c) Sinais de corrente de R_{800} (SPA μ g).



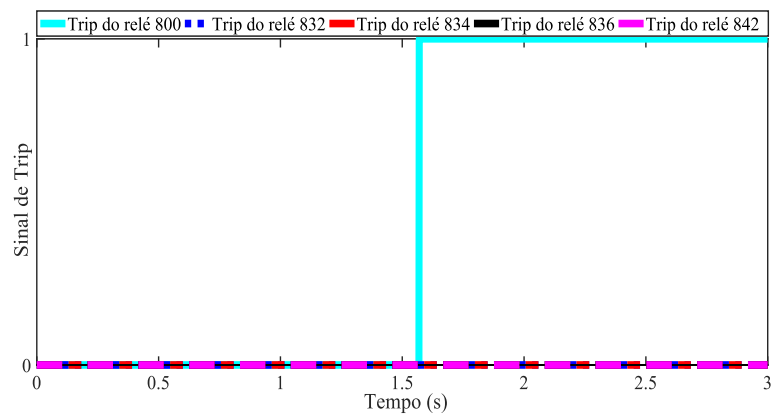
Fonte: Autoria própria.

Figura 28 – (a) *Trip* dos relés (SPC); (b) *Trip* dos relés (SPAag); (c) *Trip* dos relés (SPA μ g).

(a)



(b)

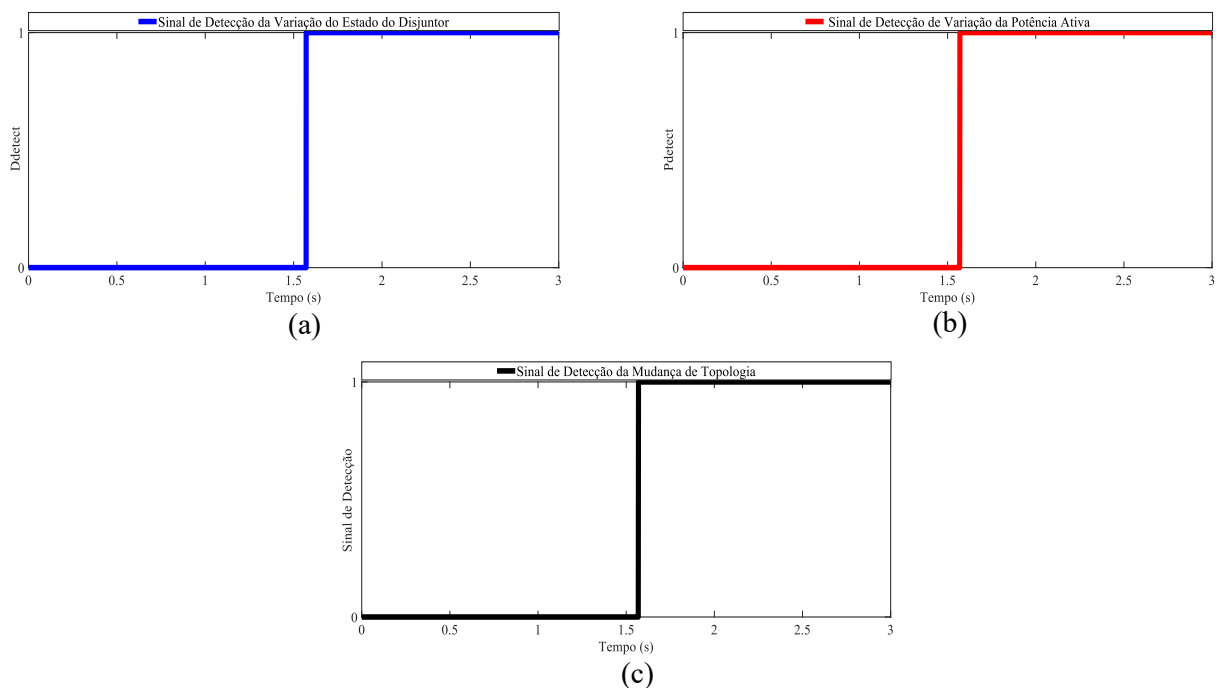


(c)

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 29 são apresentados os sinais de detecção do SPA μ g. Novamente, os sinais de variação do disjuntor (Figura 29 (a)) e potência (Figura 29 (b)) identificam no mesmo instante, resultando uma detecção correta da mudança de topologia.

Figura 29 – (a) sinais de detecção da variação do estado do disjuntor do SPA μ g; (b) Sinais de variação da potência ativa do SPA μ g; (c) Detecção de variação de topologia.



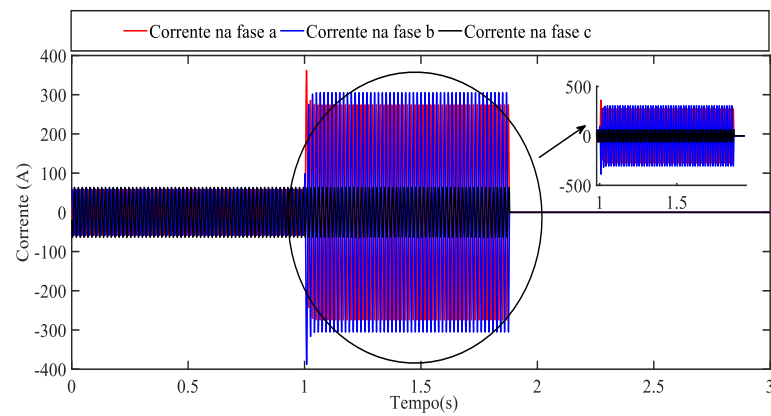
Fonte: Autoria própria.

6.2.3 Cenário 3 (GD1 e GD2 desconectados)

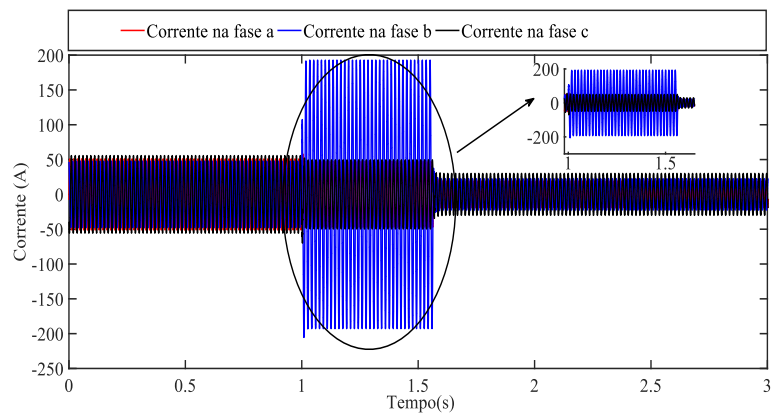
Nesse cenário, GD1 e GD2 foram desconectados. O estudo de caso selecionado mostrou uma situação de descoordenação do SPC, devido a uma falta BT aplicada em F2 com resistência de falta de 10Ω . Os resultados obtidos são apresentados na Figura 30. Novamente, o SPA μ g operou corretamente, eliminando a falta em 0,787 s (Figura 30 (f)), mas o SPAag obteve um resultado melhor, operando em 0,56 s (Figura 30 (d)). No caso do SPC, R_{832} operou corretamente em 1,074 s, mas excedeu o intervalo de coordenação, o que causou a perda da coordenação do relé de retaguarda R_{800} em 1,082 s (Figura 30).

Como resultado, partes do sistema foram desconectadas incorretamente. Isso mostra que o SPC não tem capacidade de proteger um SDEE com a presença de GD, tornando o sistema suscetível a desligamentos desnecessários, afetando a continuidade do sistema. Portanto, é essencial incluir novas estratégias para proteger o SDEE, corroborando a importância dessa linha de pesquisa.

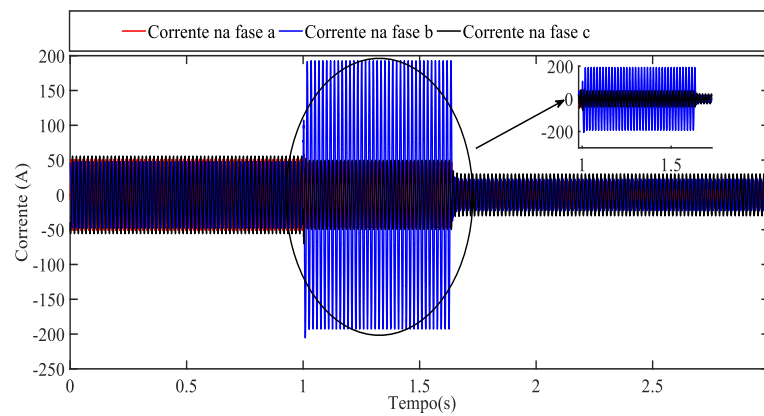
Figura 30 – (a) Sinais de corrente de R_{800} (SPC); (b) Sinais de corrente de R_{800} (SPAag); (c) Sinais de corrente de R_{800} (SPA μ g).



(a)

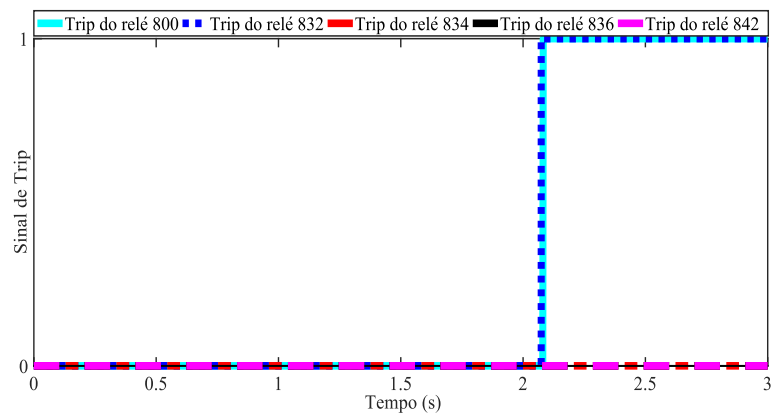


(b)

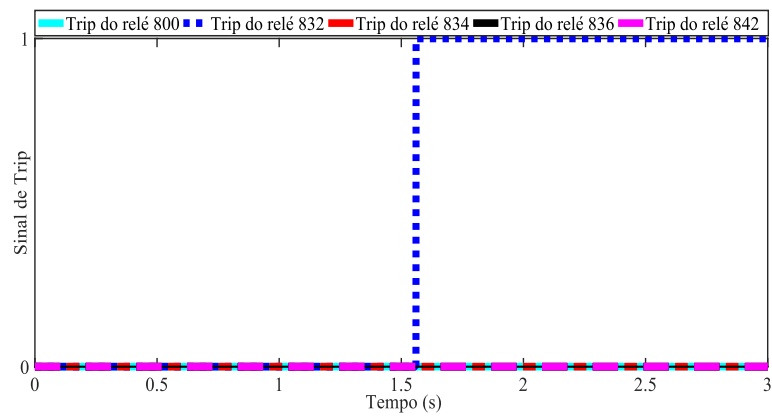


(c)

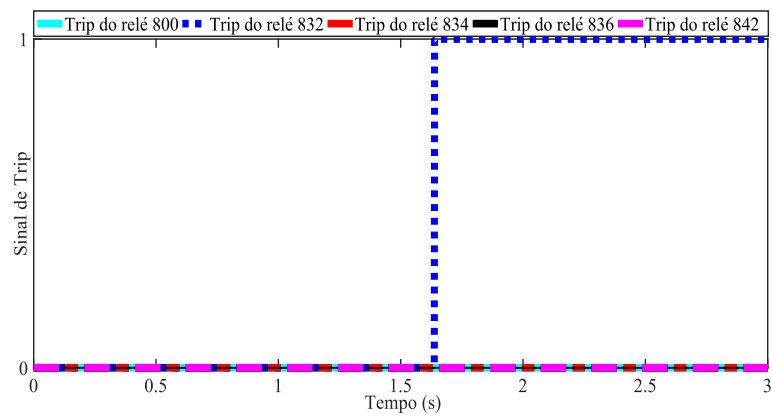
Fonte: Autoria própria.

Figura 31 – (a) *Trip* dos relés (SPC); (b) *Trip* dos relés (SPAag); (c) *Trip* dos relés (SPA_{μg}).

(a)



(b)

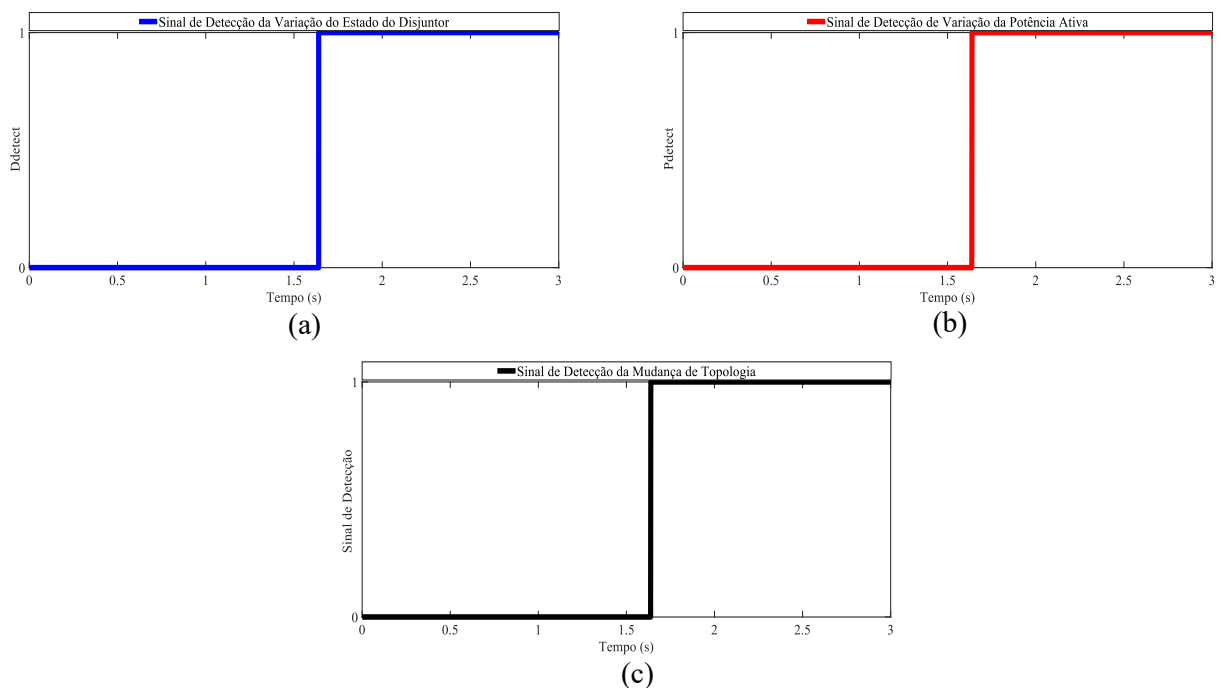


(c)

Fonte: Autoria própria.

Novamente, os sinais de monitoramento e detecção de mudança de topologia (Figura 32) resultaram em uma detecção correta, trazendo eficiência a proteção do sistema.

Figura 32 – (a) sinais de detecção da variação do estado do disjuntor do SPA μ g; (b) Sinais de variação da potência ativa do SPA μ g; (c) Detecção de variação de topologia.



Fonte: Autoria própria.

6.2.4 Cenário 4 (GD2 Fotovoltaica)

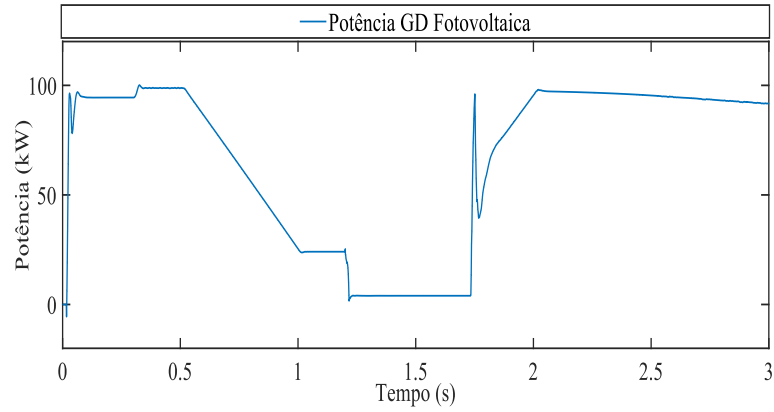
Para demonstrar o uso da potência como métrica de avaliação, supô-se o seguinte cenário: a GD2 será trocada por uma fonte fotovoltaica de potência nominal de 100 kW, com irradiância variável ao longo do tempo, resultando em uma variação na potência de saída (MATHWORKS, Acessado em 10-07-2020) (Figura 33(a)). O relé R_{842} foi realocado no ponto de acoplamento para que se tenha uma melhor observabilidade da variação da corrente fornecida pela fonte fotovoltaica (Figura 33(b)).

O objetivo é mostrar que ocorre variação de potência sem modificação do estado de nenhum disjuntor, o que, em termos práticos, indica que uma fonte intermitente pode modificar o suprimento de potência e portanto, de corrente, principalmente no ponto de acoplamento. Assim, dependendo do nível de potência, pode ser necessária alterações de ajustes dos relés. Para mostrar que a proteção atua corretamente, aplicou-se uma falta ABC em F3 em 1,2 s, com resistência de falta de 5 Ω .

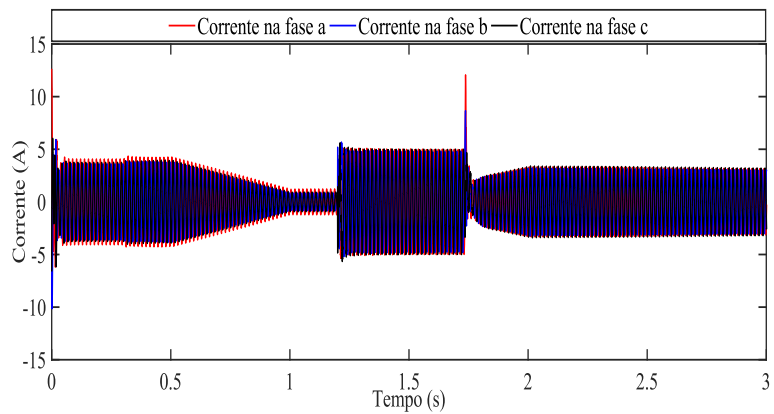
Conforme mostrado na Figura 33(a), antes mesmo da ocorrência, a potência apresenta variação, no início da simulação em torno dos 100 kW. Entretanto, no intervalo de 0,5 s a 1,0 s, há uma queda acentuada de potência, ativando o critério da potência (Figura 34(b)), sem que haja a ativação do critério do disjuntor. Observa-se que no ponto de acoplamento, a corrente, apesar de possuir amplitude pequena, ela varia de acordo com a potência ativa, necessitando de revisão nos ajustes de proteção. Para o caso de fontes de

maior porte, esse impacto seria mais significativo no SEP e conseqüentemente, a mudança de ajustes ser ainda mais imprescindível.

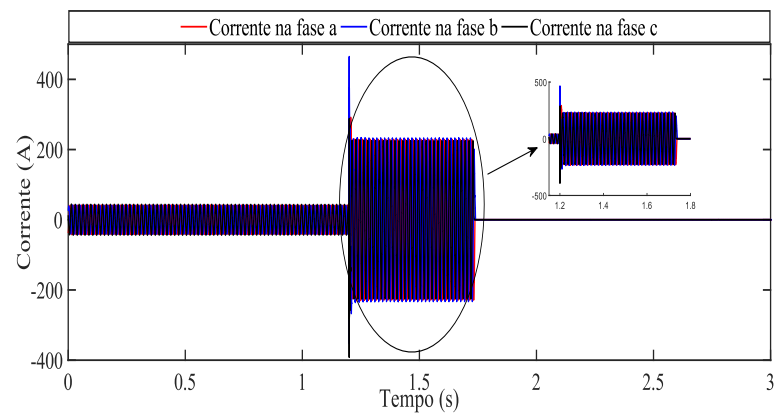
Figura 33 – (a) Sinais de Potência na GD Fotovoltaica (SPC); (b) Sinais de corrente de R_{842} ; (c) Sinais de corrente de R_{834} (SPA μ g).



(a)



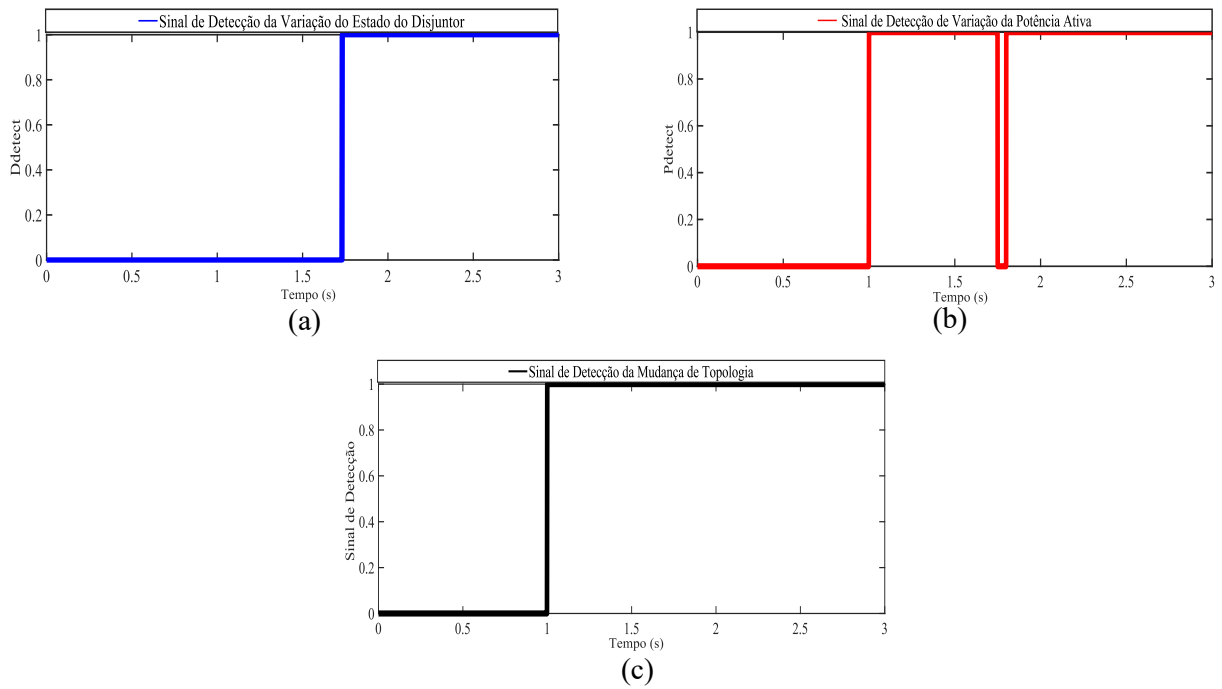
(b)



(c)

Fonte: Autoria própria.

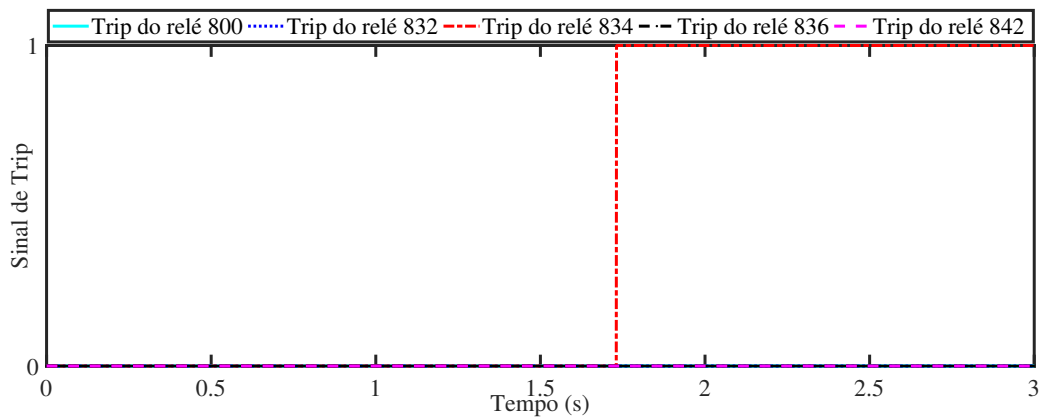
Figura 34 – (a) sinais de detecção da variação do estado do disjuntor do SPA μ g; (b) Sinais de variação da potência ativa do SPA μ g; (c) Detecção de variação de topologia.



Fonte: Autoria própria.

No instante de 1,2 s, ocorre a falta em F3. Para atender ao princípio da seletividade, apenas o relé R_{834} deve atuar, o que ocorre quando o relé opera em 0,531 s, como mostrado na Figura 35. Após a eliminação da falta, o critério do disjuntor é ativado em 1,732 s de simulação.

Figura 35 – Trip dos relés.



Fonte: Autoria própria.

Outro ponto a ser observado é que o *flag* de detecção de variação de potência só zera quando ocorre o processamento do A μ G em 1,750, quando então, os novos ajustes são

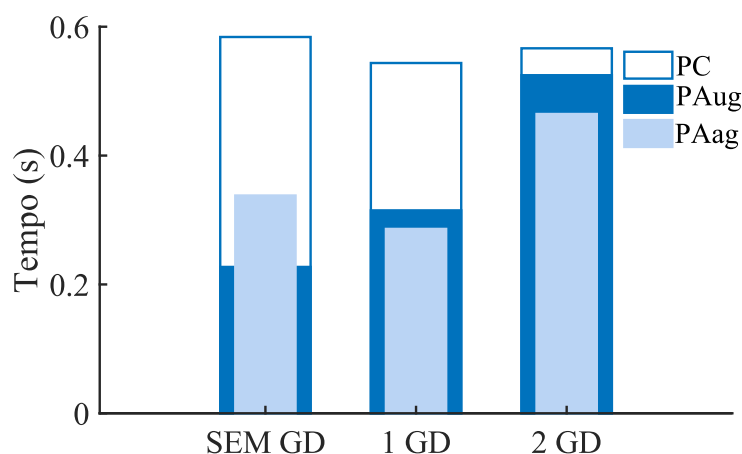
enviados para os relés (Figura 34(b)). Porém, após a eliminação da falta, ele é reativado em 1,8 s. Portanto, o sinal de variação topológica, fica ativado todo o tempo, enviando permissão para mudança de ajustes dos relés, que para este caso, ocorre duas vezes durante a operação do sistema.

6.3 Análise Estatística

Para avaliar o desempenho do SPA μ g em relação à base de dados completa, uma análise estatística foi realizada. Inicialmente, analisaram-se os tempos médios de operação dos três sistemas de proteção em cada cenário de operação (sem GD, com uma GD e duas GD).

Os tempos médios de operação para cada um dos tipos de proteção avaliados por cenário de operação: sem GD, com uma GD e duas GD são apresentados na Figura 36 .

Figura 36 – Estatística do tempo de operação por cenário.



Fonte: Autoria própria.

Observou-se que para o cenário com dois geradores distribuídos, o SPC apresentou um tempo de operação médio de 0,5665 s, enquanto que o SPAag teve um tempo de operação médio de 0,4645 s, e o SPAug obteve de 0,5247 s. Constatou-se ainda, que apesar dos sistemas com PA resultarem em tempo de operação menor, estes ainda são próximos. Isso se deve ao fato deste ser o cenário no qual a PC foi projetada, e nessa situação ainda apresenta bons resultados.

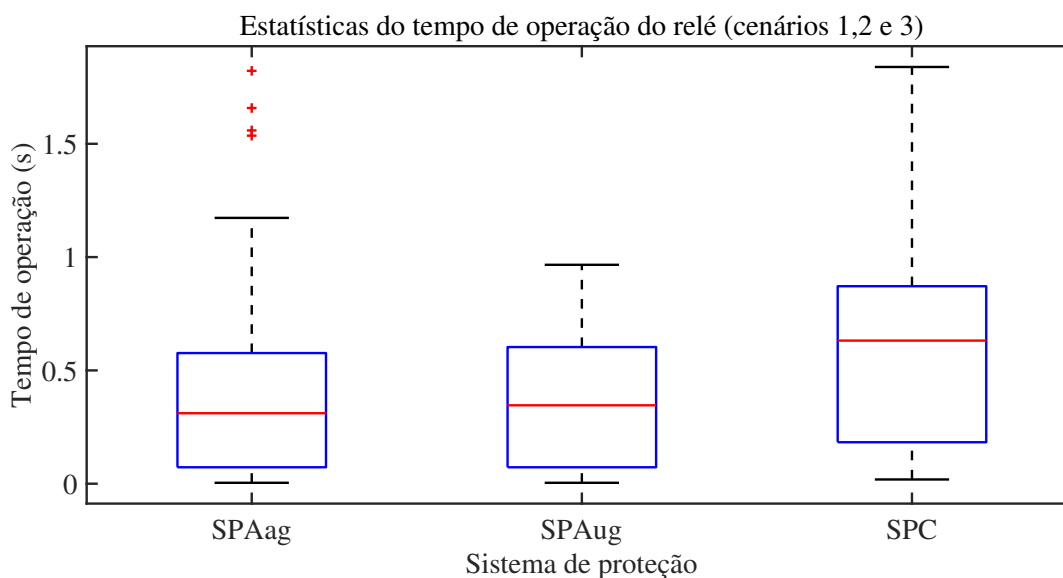
Porém, à medida em que ocorre desconexão da GD, o tempo de operação em relação aos sistemas com PA se diferenciam significativamente, principalmente quando todos os geradores distribuídos são desconectados do sistema. Como a PA se adequa às condições predominantes do sistema, ela se modifica para se adequar às mudanças que ocorrem no

período de desconexão da GD, sendo eficiente em proteger o sistema, enquanto que o SPC não consegue manter a continuidade do sistema.

Algo a se pontuar, é que no cenário 3 o tempo médio de operação do ApG é menor do que o AG. Isso ocorre porque o resultado da otimização (ver Tabela 6) para este cenário tem uma das FO do ApG com resultado melhor do que o AG, então isso resultou em melhor desempenho.

Para obter uma melhor compreensão dos resultados, outra análise estatística foi realizada, agora considerando os cenários 1, 2 e 3 e considerando o tempo de operação como critério de avaliação. Para isso, utilizou-se o diagrama de caixa mais conhecido como *boxplot*, ferramenta muito utilizada para análise estatísticas (CARVALHO, 2015). Este tipo de gráfico permite a representação da distribuição de um conjunto de dados em formato visual por meio de cinco índices: o valor máximo, representado pela cauda superior; o quartil superior, representado pelo limite superior da caixa; a mediana, representada pela linha intermediária da caixa; o quartil inferior, representado pelo limite inferior da caixa; e o valor mínimo, representado pela cauda inferior. O quartil superior e o quartil inferior representam, respectivamente, o tempo de operação verificado em 75% e 25% dos casos analisados (LOPES et al., 2014).

Figura 37 – Estatística do tempo de operação dos sistemas de proteção.



Fonte: Autoria própria.

A Análise minuciosa da Figura 37 mostrou que:

- O SPC possui um tempo médio de operação de 0,558 s. Um total de 75% dos casos possui um tempo de operação inferior a 0,871 s, em 25% dos casos, os relés operam com menos de 0,183 s.

- O SPAag possui um tempo médio de operação de 0,356 s. Um total de 75% dos casos possui um tempo de operação inferior a 0,576 s, em 25% dos casos, os relés operam com menos de 0,0725 s.
- O SPA μ g possui um tempo médio de operação de 0,361 s. Um total de 75% dos casos possui um tempo de operação inferior a 0,603 s e em 25% dos casos, os relés operam por menos de 0,0725 s.

Ao final, constatou-se que o SPA μ g e o SPAag apresentaram bons desempenhos em todos os cenários avaliados, uma vez que operaram corretamente e rapidamente em todos os casos. Além disso, como esperado, note-se que os resultados fornecidos pelo SPAag são relativamente melhores que os fornecidos pelo SPA μ g. Isso ocorre porque o AG trabalha com um número maior de populações e gerações, mas sua convergência leva um tempo de processamento cerca de cinco vezes maior que o A μ G, dependendo da utilização do processador e dos parâmetros de ambos os algoritmos (seção 5.5). No entanto, ambos são superiores ao SPC. Assim, se a velocidade de processamento for considerada um fator crucial, o uso de um método com velocidade de processamento mais rápida pode ser justificável.

6.4 Síntese do Capítulo

Neste capítulo, a validação do SPA μ g foi realizada. Em um primeiro momento, o A μ g foi submetido a testes de convergência em relação ao método da busca exaustiva e AG, resultando em boa convergência e alta velocidade de processamento.

Posteriormente, foram apresentados três estudos de caso comparando o desempenho do SPA μ g face ao SPAag e ao SPC. Constatou-se que a cada mudança de cenário em um SDEE com GD resultou em alterações na topologia do sistema, isso causou impacto no SPC, que não conseguiu proteger o sistema para todos os casos. Em contrapartida, os SPA conseguiram proteger o sistema para todos os casos, com o SPAag apresentando melhores atuações, porém com o SPA μ g obtendo processamento mais rápido.

Por fim, análises estatísticas contemplando todos os casos simulados foram discutidas, concluindo que o SPA μ g apresentou robustez tanto na atuação da proteção quanto em velocidade de processamento.

Conclusões

Um sistema de proteção de sobrecorrente direcional adaptativo para sistemas de distribuição com presença de geração distribuída foi proposto. O sistema foi baseado em Algoritmo Microgenético (A μ G), o qual foi denominado de Sistema de Proteção Adaptativa baseado em AG (SPA μ g). O sistema proposto monitora continuamente o estado dos disjuntores e a potência ativa dos geradores distribuídos, detectando quaisquer alterações nessas variáveis, recalculando valores ótimos para as configurações dos relés.

Para avaliar o desempenho do SPA μ g, uma metodologia foi elaborada, contendo diferentes cenários de operação, resultando em um total de 1980 casos. Ao final, constatou-se que mesmo nos cenários para os quais o sistema de proteção convencional foi projetado, o SPA μ g apresentou desempenho superior. Embora o Sistema de Proteção Adaptativa baseado em Algoritmo Genético tradicional (SPAag) tenha apresentado melhor desempenho que o SPAg, o Algoritmo Genético (AG) possui um tempo de execução mais lento. Portanto, o A μ G pode ser considerado como uma melhor opção para resolver problemas dessa natureza. O bom desempenho do SPA μ g foi, sem dúvida, devido ao uso do A μ G, que se adequou ao problema, garantindo velocidade na operação.

Análise dos resultados, mostrou que: i) O sistema proposto utiliza dados facilmente obtidos por relés digitais comerciais, como corrente, tensão e estado do disjuntor; ii) O monitoramento do sinal é feito de forma relativamente simples, reduzindo tempo de processamento; iii) o uso da otimização garante que os resultados obtidos sejam os melhores possíveis; iv) O uso da potência ativa fornece uma boa métrica da situação da rede e pode até ser adaptado em trabalhos futuros para detecção de ilhamento, além de auxiliar na detecção de faltas para GD com interface inversora; v) O sistema proposto apresenta resultados promissores e sua modularidade significa que pode ser aumentado e aprimorado. vi) Para validar ainda mais a eficiência do sistema proposto, estudos comparativos também podem ser feitos com outras técnicas de proteção adaptativa apresentadas na literatura.

Para estudos simulados, os resultados obtidos foram considerados satisfatórios, demonstrando a utilidade e confiabilidade do sistema proposto. No final, foi proposto um sistema de proteção eficiente e rápido, que requer parâmetros acessíveis e disponíveis em equipamentos de proteção digital convencionais.

Em caso de utilização deste sistema em redes de grande porte, deve-se utilizar processamento paralelo do sistema de PA proposto, o que requer a divisão do processamento em centros de controle independentes.

Como continuação dos estudos realizados na Tese, sugerem-se os seguintes estudos:

- Estender o SPA μ g para coordenação com outros dispositivos tais como fusíveis e religadores, de modo a contemplar os vários equipamentos de proteção existentes nos sistemas de distribuição;
- Inserir o módulo de verificação de ajustes antes de calcular a otimização, de forma a economizar processamento e melhorar o desempenho do sistema proposto;
- Modificar o módulo de cálculo de curto-circuito utilizando métodos mais simples, como método das injeções de corrente para matriz admitância e impedância, e assim, economizar processamento;
- Verificar outros métodos de otimização que apresentem melhor convergência com rápido processamento, pois apesar do A μ G apresentar bons resultados, podem existir outros algoritmos que apresentem melhor relação convergência *versus* tempo de processamento;
- Aplicação em sistemas de distribuição com recurso, para verificar o funcionamento do sistema proposto em relação a sistemas de maior complexidade.

Referências

- ABDELAZIZ, A. et al. Adaptive optimal coordination of overcurrent relays using modified differential evolution algorithm. 2015.
- AKAGI, H.; WATANABE, E. H.; AREDES, M. *Instantaneous power theory and applications to power conditioning*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2017.
- ALAM, M. N. Overcurrent protection of ac microgrids using mixed characteristic curves of relays. *Computers & Electrical Engineering*, Elsevier, v. 74, p. 74–88, 2019.
- ALMEIDA, M. d. Apostila de proteção de sistemas elétricos. *Natal: UFRN*, p. 32, 2000.
- ANDERSON, P. Power system protection. the institute of electrical and electronic engineers. *INC. New York*, 1999.
- ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Acessado em 23-01-2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>.
- ATES, Y. et al. Adaptive protection scheme for a distribution system considering grid-connected and islanded modes of operation. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 5, p. 378, 2016.
- ATES, Y. et al. Implementation of adaptive relay coordination in distribution systems including distributed generation. *Journal of cleaner production*, Elsevier, v. 112, p. 2697–2705, 2016.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. *Protective relaying: principles and applications*. [S.l.]: CRC press, 2014.
- BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. *Integration of distributed generation in the power system*. [S.l.]: John wiley & sons, 2011. v. 80.
- BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on power delivery*, IEEE, v. 19, n. 1, p. 56–63, 2004.
- CARVALHO, T. C. d. S. de. Probabilidade e estatística. 2015.
- CHABANLOO, R. M.; SAFARI, M.; ROSHANAGH, R. G. Reducing the scenarios of network topology changes for adaptive coordination of overcurrent relays using hybrid ga-lp. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 12, n. 21, p. 5879–5890, 2018.
- COFFELE, F. *Adaptive protection solutions for future active power distribution networks*. Tese (Doutorado) — University of Strathclyde, 2012.
- COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYŠKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 30, n. 2, p. 561–568, 2014.

- CORRÊA, R. et al. Online coordination of directional overcurrent relays using binary integer programming. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 127, p. 118–125, 2015.
- COSTA, C. A. B. d. et al. Modelagem de um relé de distância em um simulador digital em tempo real. Universidade Federal de Campina Grande, 2016.
- COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. *Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes*. [S.l.]: SEL/EESC/USP, 2007.
- EIBEN, A. E.; SMITH, J. E. et al. *Introduction to evolutionary computing*. [S.l.]: Springer, 2003. v. 53.
- EL-KHATTAM, W.; SIDHU, T. S. Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study. *IET Renewable power generation*, IET, v. 3, n. 4, p. 415–425, 2009.
- EPRI. *Protective Relays: Numerical Protective Relays*. [S.l.]: EPRI Palo Alto e CA CA, 2004.
- FEEDERS, D. T. Ieee pes distribution system analysis subcommittee. *Online Available: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>*, Acessado em 10-07-2020.
- GAONKAR, D. *Distributed generation*. [S.l.]: BoD–Books on Demand, 2010.
- GIGUER, S. *Proteção de sistemas de distribuição*. [S.l.]: Sagra, 1988.
- GUERRA, F. das C. F. *Notas de aula*. 2012. DEE/CEEI/UFMG.
- GUERRERO, J. A. S.; SUÁREZ, L. L.; GUDWIN, R. R. Análise da importância de parâmetros em um algoritmo genético por meio de sua aplicação no aprendizado de uma rede neural. *Anais do II ENIA*, 6p, 1999.
- HOLLAND, J. Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with application to biology. *Control and artificial intelligence*, University of Michigan Press, 1975.
- HOROWITZ, S.; PHADKE, A.; THORPE, J. Adaptive transmission system relaying. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1436–1445, 1988.
- IBRAHIM, A. et al. Adaptive protection coordination scheme for distribution network with distributed generation using abc. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, Elsevier, v. 3, n. 2, p. 320–332, 2016.
- JAVADIAN, S. et al. Adaptive centralized protection scheme for distribution systems with dg using risk analysis for protective devices placement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 44, n. 1, p. 337–345, 2013.
- KAUHANIEMI, K.; KUMPULAINEN, L. Impact of distributed generation on the protection of distribution networks. IET, 2004.
- KERSTING, W.; PHILLIPS, W. Distribution system short circuit analysis. In: IEEE. *Proceedings of the 25th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*. [S.l.], 1990. v. 1, p. 310–315.

- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991.
- KRISHNAKUMAR, K. Micro-genetic algorithms for stationary and non-stationary function optimization. In: INTERNATIONAL SOCIETY FOR OPTICS AND PHOTONICS. *Intelligent Control and Adaptive Systems*. [S.l.], 1990. v. 1196, p. 289–296.
- KUMAR, D. S.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. A fast and scalable protection scheme for distribution networks with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 31, n. 1, p. 67–75, 2015.
- KUMAR, D. S. et al. Adaptive directional overcurrent relaying scheme for meshed distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 12, n. 13, p. 3212–3220, 2018.
- KUMAR, J.; VENKATA, S.; DAMBORG, M. Adaptive transmission protection: concepts and computational issues. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 4, n. 1, p. 177–185, 1989.
- LOPES, F. et al. Methodology for protection performance evaluation on power transmission networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 33, n. 2, p. 769–778, 2017.
- LOPES, F. V. et al. Localização de faltas em tempo real baseada na teoria de ondas viajantes usando dados não sincronizados de dois terminais. Universidade Federal de Campina Grande, 2014.
- MA, J. et al. A novel adaptive current protection scheme for distribution systems with distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 43, n. 1, p. 1460–1466, 2012.
- MAHAT, P. et al. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 2, n. 3, p. 428–437, 2011.
- MALEKI, M. G.; CHABANLOO, R. M.; JAVADI, H. Method to resolve false trip of non-directional overcurrent relays in radial networks equipped with distributed generators. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 13, n. 4, p. 485–494, 2018.
- MANUAL, I. Sel-3111-1,-7 relay. 2003.
- MASON, C. R. The art and science of protective relaying. *General Electric*, 1956.
- MATHWORKS, I. T. *Average Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array*. Natick, Massachusetts, United State, Acessado em 10-07-2020. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/average-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html>>.
- MATHWORKS, I. T. *Synchronous Machine*. Natick, Massachusetts, United State, Acessado em 10-08-2018. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/synchronous-machine.html>>.

- NASCIMENTO, J. P.; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. de. Proposition of an adaptive protection scheme for distribution systems with distributed generation. *IEEE Latin America Transactions*, IEEE, v. 16, n. 5, p. 1439–1444, 2018.
- OLIVEIRA, N. L. d. S. Algoritmo genético de coordenação ótima da proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica. Universidade Federal de Campina Grande, 2010.
- ONGSAKUL, W.; TIPPAYACHAI, J. Micro genetic algorithm based on migration and merit order loading solutions to the constrained economic dispatch problems. *International journal of electrical power & energy systems*, Elsevier, v. 24, n. 3, p. 223–231, 2002.
- ONS. *Submódulo 20.1 – Glossário de Termos Técnicos*. 2008. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. *Fundamentals of power system protection*. [S.l.]: PHI Learning Pvt. Ltd., 2011.
- PAIVA, S. d. C. *Proteção em sistemas elétricos com geração distribuída utilizando a transformada wavelet*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.
- PAPASPILIOTOPOULOS, V. A. et al. Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 32, n. 1, p. 393–400, 2015.
- PHADKE, A.; HOROWITZ, S. Adaptive relaying. *IEEE Computer Applications in Power*, IEEE, v. 3, n. 3, p. 47–51, 1990.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. *Computer relaying for power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2009.
- PIESCIOROVSKY, E. C.; SCHULZ, N. N. Comparison of programmable logic and setting group methods for adaptive overcurrent protection in microgrids. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 151, p. 273–282, 2017.
- REBIZANT, W.; SZAFRAN, J.; WISZNIEWSKI, A. *Digital signal processing in power system protection and control*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2011.
- ROCKEFELLER, G. et al. Adaptive transmission relaying concepts for improved performance. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1446–1458, 1988.
- SÁ, J. A. de et al. Uso de um simulador em tempo real no ensino de proteção de sistemas elétricos. 2010.
- SAKAWA, M. *Genetic algorithms and fuzzy multiobjective optimization*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012. v. 14.
- SALMAN, S. The impact of embedded generation on voltage regulation and losses of distribution networks. IET, 1996.
- SANCA, H.; SOUZA, B.; COSTA, F. Computational modeling of frequency relay for islanding detection of distributed generation by performance of frequency estimation methods. IET, 2016.

- SCHWEITZER, E. O.; HOU, D. Filtering for protective relays. In: IEEE. *IEEE WESCANEX 93 Communications, Computers and Power in the Modern Environment-Conference Proceedings*. [S.l.], 1993. p. 15–23.
- SHIH, M. Y. et al. An adaptive overcurrent coordination scheme to improve relay sensitivity and overcome drawbacks due to distributed generation in smart grids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 53, n. 6, p. 5217–5228, 2017.
- SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.
- SHORT, T. *Handbook of electric power distribution*. [S.l.]: CRC Press, 2004.
- SILVA, K. Q. da et al. An adaptive protection system for distribution network with distributed generation. In: IEEE. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. [S.l.], 2018. p. 1–6.
- SOARES, A. H.; VIEIRA, J. C. Case study: Adaptative overcurrent protection scheme applied to an industrial plant with cogeneration units. In: IEEE. *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*. [S.l.], 2008. p. 1–5.
- SORTOMME, E.; VENKATA, S.; MITRA, J. Microgrid protection using communication-assisted digital relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 25, n. 4, p. 2789–2796, 2009.
- SOUZA, B. et al. Fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais com geração distribuída: Método da soma de potência modificado. *IEEE Latin America Transactions*, v. 4, n. 3, 2006.
- SOUZA, B. A. D.; ALVES, H. N.; FERREIRA, H. A. Microgenetic algorithms and fuzzy logic applied to the optimal placement of capacitor banks in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 19, n. 2, p. 942–947, 2004.
- SOUZA, F. d. C. J. Algoritmo auto-adaptativo para proteção de sobrecorrente instantânea. Universidade Federal de Campina Grande, 2016.
- SOUZA, F. d. C. J. et al. Proteção adaptativa de sobrecorrente em sistemas de distribuição baseado em algoritmos genéticos. *Anais do VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE/2014)*, Natal-RN, 2016.
- SOUZA, F. J.; SOUZA, B. A. de. An overcurrent relay model to adaptive protection applications. *Przeegląd Elektrotechniczny*, v. 92, n. 4, p. 171–174, 2016.
- STANDARD, I. Publication no. 255-4.,". *Single Input Energising Quantity Measuring Relays With Dependent Specified Time*, 1976.
- STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974.
- TENG, J.-H. Systematic short-circuit-analysis method for unbalanced distribution systems. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, IET, v. 152, n. 4, p. 549–555, 2005.

THORP, J. et al. Some applications of phasor measurements to adaptive protection. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 791–798, 1988.

TLEIS, N. *Power systems modelling and fault analysis: theory and practice*. [S.l.]: Elsevier, 2007.

URDANETA, A. J.; NADIRA, R.; JIMENEZ, L. P. Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 3, n. 3, p. 903–911, 1988.

YAZDANPANAHI, H. Protection and power quality impact of distributed generation on distribution system. 2014.

Zeineldin, H. H. et al. Optimal protection coordination for meshed distribution systems with dg using dual setting directional over-current relays. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 1, p. 115–123, 2015.